

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial para a Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

Otimização do Cálculo de Parâmetros no
Processo de Ajuste de Históricos de
Produção usando PVM

Autor : **CARLOS HERNÁN VARGAS CUERVO**

Orientador: Prof Dr. **DENIS JOSÉ SCHIOZER**

Março/97

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A dissertação “Otimização do Cálculo de Parâmetros no Processo de Ajuste de Históricos de Produção usando PVM”, elaborada por Carlos Hernán Vargas Cuervo e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 4 de março de 1997

Banca Examinadora:

DENIS JOSÉ SCHIOZER, *Ph.D.*

Antônio Cláudio de França Corrêa, *Ph.D.*

Alcir José Monticelli , *Ph.D.*

Este trabalho está especialmente dedicado a
meus pais Hernán e Mery, irmão Mauricio,
a Helman e minha namorada Esperanza.

“La soledad es el único camino que conduce al hombre hacia si mismo”

Agradecimentos

Ao professor Denis Schiozer pela sugestão do tema, pela orientação e por toda a ajuda que me ofereceu no transcorrer do meu trabalho.

Aos professores do Departamento de Engenharia de Petróleo pela colaboração e suporte com seus conhecimentos.

Aos meus colegas por terem compartilhado o tempo e a experiência deste mestrado.

Aos funcionários do DEP e a todas as pessoas que me acompanharam e me brindaram com seu apoio, colaboração e paciência nos momentos que precisei para os trâmites na Universidade, na adaptação com a língua e as costumes que tentei aprender durante minha estada neste belo país.

A CNPq pelo apoio, confiança e bolsa de estudos que permitiu realizar o mestrado.

A todas aquelas pessoas que, estando na Colômbia, meu país de origem, me brindaram com confiança e apoio para conseguir este objetivo.

Resumo

O principal objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia para otimizar o cálculo simultâneo de dois parâmetros no processo de ajustes de históricos de produção.

O trabalho descreve um procedimento que minimiza uma função-objetivo estabelecida para encontrar os valores dos parâmetros alterados dentro do processo através de dois métodos de otimização. Os parâmetros são escolhidos depois de uma análise de sensibilidade.

Os métodos de otimização utilizados baseiam-se na busca direta cuja principal vantagem reside na não necessidade das derivadas da função nem o conhecimento da própria função. Os métodos de otimização implementados são o Método de Busca por Regiões, identificado como “MBR”, e o Método “Politopo”.

O pacote PVM é usado para paralelizar as rodadas das simulações possibilitando acelerar o processo principalmente no caso de múltiplas soluções.

A validação da metodologia é aplicada a dois modelos de reservatório, um homogêneo e outro heterogêneo. Algumas vantagens e desvantagens de cada método e da paralelização são apresentadas.

Palavras chave:

Engenharia do Petróleo

Engenharia do Reservatório de Óleo

Otimização Matemática

Simulação (Computadores)

Processamento Paralelo

Abstract

The main objective of this work is to develop a methodology to optimize the simultaneous computation of two parameters in the process of production history matching.

This work describes a procedure to minimize an objective function established to find the values of the parameters which are modified in the process are used. The parameters are chosen after a sensibility analysis

Two optimization methods are tested: a Region Search Method (MBR) and Polytope Method. Both are based in direct search methods which do not require the function derivative

The software PVM (Parallel Virtual Machine) is used to parallelize the simulation runs, allowing the acceleration of the process and the search of multiple solutions.

The validation of the methodology is applied to two reservoir models: one homogeneous and other heterogeneous. The advantages of each method and of the parallelization are also presented.

Keywords:

Petroleum Engineering

Oil Reservoir Engineering

Mathematical Optimization

Simulation (Computers)

Parallel Processing

Índice

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Revisão Bibliográfica	3
1.4. Os Simuladores de Reservatórios	5
1.5. Sensibilidade dos Parâmetros	6
1.6. Ajuste de Históricos de Produção	6
1.7. Paralelização Externa	7
2. METODOLOGIA	9
2.1. Procedimento	9
2.2. Algoritmo Geral	12
3. OTIMIZAÇÃO	14
3.1. Método de Busca por Regiões - “MBR”	14
3.2. Método Politopo	17
4. APLICAÇÕES	21
4.1. Parâmetros Analisados	22
4.2. O Que É Ajustado	23
4.3. Definição da Função-objetivo “FO”	23
4.4. Critérios de Convergência	25
4.5. Implementação	26
5. RESULTADOS	28
5.1. Desempenho dos Métodos	28
5.1.1. Caso 1: Reservatório Homogêneo - Validação	29
5.1.1.1. MBR	29
5.1.1.2. Método Politopo	30
5.1.2. Caso 2: Reservatório Heterogêneo	34
5.1.2.1. MBR	35

5.1.2.2. Método Politopo	36
5.1.3. Caso 3: Reservatório Heterogêneo - Permeabilidade Equivalente	39
5.1.3.1. MBR	40
5.1.3.2. Método Politopo	40
5.1.4. Comentários	41
5.2. Análise de Paralelização	42
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	47
NOMENCLATURA	49
BIBLIOGRAFIA	51
APÊNDICE A: MODELO DE WYLLIE & TALASH	54
APÊNDICE B: O PVM E O MPS	56
APÊNDICE C	59

Lista de Figuras

Figura 2.1. Efeito da alteração dos parâmetros num ajuste	10
Figura 2.2. Exemplo de uma função-objetivo	11
Figura 2.3. Algoritmo geral implementado	13
Figura 3.1. Esquema do "MBR" de otimização	15
Figura 3.2 Algoritmo do "MBR"	16
Figura 3.3. Representação gráfica do método "Politopo"	17
Figura 3.4. Algoritmo do método "Politopo"	20
Figura 4.1. Malha de simulação usado na validação	22
Figura 4.2. Variação na produção de água com os parâmetros analisados (K e K _{rw})	23
Figura 4.3. Comportamento da função-objetivo analisada	24
Figura 5.1. Resultado gráfico do "MBR" . (Rodada 1)	30
Figura 5.2. Resultado gráfico do "Método Politopo" . (Rodadas 1, 4, 8 e 9)	32
Figura 5.3. Ajuste obtido (Rodada 9)	34
Figura 5.4. Comportamento do MBR no Caso 2 (Rodada 2)	36
Figura 5.5. Comportamento do método Politopo no Caso 2	38
Figura 5.6. Ajuste da curva de produção de água com o Método Politopo para o Caso 2 (Rodada 9)	39
Figura 5.7. Respostas obtidas em Paralelo no Caso A (Politopos Regulares)	46
Figura 5.8. Respostas obtidas em Paralelo no Caso B (Politopos Irregulares)	46
Figura A.1. Modelo Wyllie & Talash	55
Figura B.1. Esquema do programa implementado em paralelo	56

Lista de Tabelas

Tabela 3.1. Relação de máquinas com o número de pontos que podem ser analisados	16
Tabela 4.1. Descrição do reservatório usado para validação do modelo	21
Tabela 5.1. MBR - Resultados do Caso 1 com o algoritmo serial	29
Tabela 5.2. Método Politopo - Resultados Caso 1 com o algoritmo serial	31
Tabela 5.3. MBR - Resultados do Caso 2 com o algoritmo serial	35
Tabela 5.4. Resultados do método Politopo para o Caso 2	37
Tabela 5.5. Resultados obtidos com o MBR para o Caso 3	40
Tabela 5.6. Resultados obtidos com o Método Politopo para o Caso 3	41
Tabela 5.7. Rede heterogênea usada no trabalho	42
Tabela 5.8. Resultados obtidos para o caso A em paralelo com rede homogênea	43
Tabela 5.9. Resultados obtidos para o caso A em paralelo com rede heterogênea	44
Tabela 5.10. Resultados obtidos para o caso B em paralelo com rede homogênea	44
Tabela 5.11. Resultados obtidos para o caso B em paralelo com rede heterogênea	45
Tabela A.1. Fator de Formação sugeridos para o modelo de K _{rw} de Wyllie & Talash	54
Tabela C.1. Caso 1 - MBR - Rodada 1. Referência Figura 5.1	57
Tabela C.2. Caso 1 - Método Politopo - Rodada 1. Referência Figura 5.2 (a)	57
Tabela C.3. Caso 1 - Método Politopo - Rodada 4. Referência Figura 5.2 (b)	58
Tabela C.4. Caso 1 - Método Politopo - Rodada 8. Referência Figura 5.2 (c)	58
Tabela C.5. Caso 1 - Método Politopo - Rodada 9. Referência Figura 5.2 (d)	58
Tabela C.6. Caso 2 - MBR - Rodada 2. Referência Figura 5.4	59
Tabela C.7. Caso 2 - Método Politopo - Rodada 1. Referência Figura 5.5	59
Tabela C.8. Caso 2 - Método Politopo - Rodada 3. Referência Figura 5.5	59
Tabela C.9. Caso 2 - Método Politopo - Rodada 5. Referência Figura 5.5	60
Tabela C.10. Caso 2 - Método Politopo - Rodada 9. Referência Figura 5.5	60

1. Introdução

Neste capítulo, serão apresentados a motivação, o objetivo deste trabalho, a revisão bibliográfica, alguns conceitos e informações gerais sobre simuladores de reservatórios e ajuste de históricos de produção e, por último, a utilização do PVM[h¹] (*Parallel Virtual Machine*) nesta tarefa.

1.1. Motivação

O processo de ajuste de histórico de produção é importante na Engenharia de Petróleo pois possibilita calibrar o modelo de simulação e dar maior confiabilidade nas previsões de produção.

O ajuste é uma tarefa que envolve uma série de procedimentos iterativos e sequenciais. Para conseguir um bom ajuste, podem ser aplicadas diferentes metodologias a fim de reduzir esforços, custos e tempo de computação.

Na literatura, existem autores que propõem automatizar esta tarefa, ou pelo menos parte dela. A computação paralela e distribuída tem uma importância crescente na execução de algoritmos que exigem computação intensiva, como é o caso de ajustes “automáticos”. Isto pode ser feito em máquinas paralelas ou em sistemas distribuídos que, ligados em rede, podem ser utilizados como máquinas paralelas virtuais.

Neste momento, pode-se ampliar as aplicações da paralelização na área de simulação numérica de reservatórios devido à disponibilidade de *hardware*, comunicação e *software* para a distribuição de tarefas em paralelo (por exemplo com o uso do PVM).

O presente trabalho faz parte de um projeto que tem como finalidade criar metodologias e programas que ajudem o engenheiro de reservatórios no processo de ajuste de

históricos e envolve várias linhas de pesquisa. Uma delas, que está sendo desenvolvido por Machado^[1], mede a sensibilidade dos parâmetros que normalmente são alterados e têm maior grau de incerteza no processo de ajuste. Este tipo de programa pode ser utilizado como uma etapa anterior à fase de otimização, fornecendo como dados, os parâmetros que serão utilizados no processo.

Assim, tendo uma análise de sensibilidade confiável, podem ser escolhidos os parâmetros e seus limites de variação. Métodos de otimização podem ser utilizados para buscar os valores destes parâmetros que minimizam uma função escolhida a ser ajustada. Nesse processo, pode-se aplicar o PVM^[h] para acelerar o processo.

O trabalho de Salazar^[q] apresenta uma aplicação do PVM no processo de ajuste de históricos de produção, paralelizando externamente um simulador comercial. Este trabalho visou obter um avanço dentro da tecnologia da indústria do petróleo e das aplicações computacionais existentes, para auxiliar o ajuste de histórico de produção através da variação de um parâmetro e da escolha do valor deste parâmetro que otimiza o ajuste de histórico, minimizando uma Função-Objetivo (FO). Uma das recomendações de seu trabalho foi a otimização com dois parâmetros simultaneamente, o que está sendo feito no presente trabalho.

Para a otimização de mais de um parâmetro, sabe-se que o ajuste de histórico de produção não tem solução única, razão pela qual pode-se obter diferentes combinações de respostas. Entretanto, estas combinações proporcionam diferentes soluções na fase de previsão de produção e, por isso, devem ser analisadas pela pessoa encarregada do ajuste.

Em resumo, o presente trabalho pretende dar uma contribuição no processo de construção de um modelo mais automático de ajuste de histórico de produção e também avaliar as vantagens de métodos de otimização baseados na busca direta e a utilização da computação paralela no processo.

1.2. Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para otimizar o cálculo de dois parâmetros simultaneamente no processo de ajustes históricos de produção. Utiliza-se o PVM para paralelizar externamente um simulador comercial para acelerar o processo e para verificar as vantagens da paralelização de um processo deste tipo.

1.3. Revisão Bibliográfica

Nos trabalhos publicados até hoje na área de Engenharia de Petróleo não se encontram muitas aplicações de paralelização externa na simulação numérica de reservatórios.

Uma das aplicações se encontra no trabalho de Salazar[q¹] que desenvolveu uma metodologia para utilização de paralelização externa no processo de ajuste de históricos de produção que tem como grande vantagem a não modificação dos códigos sequenciais nos simuladores. Salazar[q¹] trabalhou com uma rede homogênea de estações de trabalho que pôde ser usada para criar uma máquina virtual usando o pacote PVM. Além disso, o autor apresenta uma metodologia para achar o melhor valor de um parâmetro escolhido que é modificado durante o processo, estudando a viabilidade de minimizar a FO por um método de otimização para realizar o ajuste.

Outra aplicação de paralelização aplicada em simulação é o trabalho de Ouenes e Weiss[n¹], onde o PVM é usado para fazer um ajuste “automático” de históricos de produção. Os autores dividem os parâmetros que caracterizam o reservatório em grupos que são otimizados um por vez, repartindo as tarefas para acelerar o processo. Este método consiste em achar um valor do parâmetro analisado que minimiza uma FO, representando o erro com mínimos quadrados entre a produção simulada e a real. Depois disso, escolhem outro parâmetro e repetem o processo até satisfazer o ajuste. O poder computacional das máquinas utilizadas é avaliado para otimizar o processo.

O tipo de otimização realizado neste tipo de processo é muito importante para o desempenho das metodologias criadas. Em particular, a função a ser otimizada é complexa pois envolve a simulação de um reservatório e, por isso, existem métodos mais apropriados que outros. Uma das possibilidades é a utilização de métodos de busca direta, pois estes não envolvem cálculos de derivadas da função nem o conhecimento dela.

Uma das aplicações deste tipo de otimização é encontrada no trabalho de Fujii[g¹] que usou métodos “multivariados” (baseados na busca direta) para a otimização de sistemas de produção. Dois métodos de busca direta são utilizados no presente trabalho e se encontram descritos no Capítulo 3.

A otimização utilizada neste tipo de trabalho visa a minimização de uma Função-Objetivo (FO) que representa matematicamente a qualidade do ajuste. Alguns autores chamam

este tipo de procedimento de ajuste “automático”, embora isso não seja verdade pois o ajuste envolve outras variáveis além das que se está otimizando.

Vários autores têm proposto procedimentos de como fazer um ajuste de históricos, seria exaustivo citar todos eles e, por esta razão, faz-se somente algumas referências com os tópicos relacionados a este projeto. É comum encontrar, nos trabalhos publicados, o uso do método dos gradientes neste processo, que tem como idéia básica a procura do mínimo de uma função. O gradiente é um vetor que, calculado num ponto define a direção de maior crescimento da função; é natural que para atingir ao mínimo da função tem-se que caminhar ao longo da curva cuja derivada, a cada ponto seja igual ao gradiente negativo da função analisada.

Um dos primeiros trabalhos mostrando um algoritmo de ajuste “automático” de históricos foi proposto por Chen^[e] em 1974. Nesse trabalho, foi utilizado o método dos gradientes para estimar os valores dos parâmetros de uma maneira ótima que melhor ajustam o histórico, considerando que as propriedades do reservatório são contínuas e uniformes em algumas zonas. Segundo os autores, este algoritmo demonstrou um bom desempenho computacional.

Bisell^[2] usou esse método dos gradientes num algoritmo que minimiza uma FO, o qual calcula as mudanças que precisam ocorrer nos parâmetros pré-definidos para se fazer o ajuste, medindo a diferença entre os dados de históricos e os simulados do reservatório num processo iterativo. As vantagens citadas pelos autores neste algoritmo foram o ganho de tempo dentro do processo de ajuste e a confiabilidade na identificação dos parâmetros.

Parish^[o] desenvolveu um programa que utilizou avançadas técnicas de programação que permitiram aumentar sua eficiência. No programa foram incluídas facilidades para dar uma assistência ao usuário na descrição básica do reservatório (ponto de partida importante no ajuste de históricos), para validar os dados de entrada mostrando a sensibilidade dos parâmetros, e para interpretar e dar um diagnóstico estatístico depois de cada rodada do simulador, fornecendo assim uma ajuda adicional para melhorar o procedimento no passo seguinte. Desta forma o usuário obtinha resultados com rápida convergência, reduzindo consideravelmente o tempo de computação e esforço requerido no processo.

Cada trabalho publicado nesta área de pesquisa propõe diferentes linhas para atingir um único objetivo: reduzir o tempo de computação e o esforço no processo de ajuste de históricos. É importante ressaltar novamente que o método de otimização utilizado em cada

processo tem papel fundamental para atingir este objetivo. A utilização da paralelização externa pode ser uma ferramenta muito importante neste processo e ainda está pouco explorada.

1.4. Os Simuladores de Reservatórios

Os simuladores de reservatórios são utilizados para modelar, descrever e prever o fluxo de fluidos em meios porosos. São programas que podem ser aplicados a vários tipos de reservatórios com diferentes estratégias de recuperação e fins específicos. Podem ser usados no gerenciamento de campos, previsão de produção, estudos de sensibilidade, caracterização de reservatórios, controle de cone de água e gás, recompletação de poços, entre outros.

Porém, antes de qualquer previsão ou estudo de novas técnicas de produção, é necessária a etapa de ajuste de histórico onde o modelo é calibrado para que a confiabilidade de resposta seja maior. Para saber quais os parâmetros que mais influenciam o ajuste é normalmente feito um estudo de sensibilidade. Estes dois procedimentos são descritos a seguir.

1.5. Sensibilidade dos Parâmetros

No processo de ajuste de histórico de produção e na caracterização de reservatórios é necessário ter consciência do baixo grau de certeza das condições reais de fluido e rocha do reservatório, mesmo depois dos muitos estudos realizados (geológicos, laboratório, perfilagem, etc.). Isso pode acarretar erros consideráveis na fase de previsão de produção.

Pensando na diminuição das incertezas, é preciso executar análises de sensibilidade para que o engenheiro de reservatórios possa estimar a influência da incerteza associada a certos dados de entrada, tais como propriedades de rocha, fluidos ou dados de produção. Para isso, são introduzidas variações nestes parâmetros e é observado o efeito que elas causam em uma FO que representa matematicamente a qualidade do ajuste. Desta maneira pode-se escolher os parâmetros que têm maior influência dentro de uma faixa de variação previamente estabelecida para serem utilizados no ajuste.

Um estudo de sensibilidade é muito importante para a escolha das variáveis que serão utilizadas em métodos de otimização, pois o ajuste é mais rápido e confiável com parâmetros de maior sensibilidade e de menor confiabilidade.

1.6. Ajuste de Históricos de Produção

Através do ajuste de histórico do modelo usado com dados de desempenho passado, é possível refinar os conhecimentos a respeito do reservatório, confirmando ou invalidando informações nos estudos de sísmica, geologia, engenharia, laboratório, poços, etc.

Nesta fase, o modelo simula o passado do reservatório comparando os resultados com os registros feitos sobre o seu desempenho real. São especificadas para o modelo as mesmas condições de operação (tempo, vazões, pressões na cabeça e fundo, recompletações, alterações ao longo da vida do poço, etc.) que foram efetivamente realizadas durante o período de ajuste e são variadas as demais propriedades do modelo de reservatório e de poço até que se obtenha um comportamento na simulação igual ou similar ao real em termos de pressões estáticas, razões gás óleo, produções, irrupção de água e gás, etc.

É importante mencionar que nesta fase o simulador é usado de modo inverso; isto é, a resposta de variáveis observadas em campo, como produção de água, óleo o gás, são

conhecidas no período de tempo analisado e os parâmetros de entrada (descrição do reservatório e dos fluidos) são desconhecidos. Por esta razão, o ajuste é chamado de “problema inverso” ou “problema de identificação de parâmetros”, e envolve uma série de tentativas para encontrar o melhor conjunto de dados acoplados com um apropriado controle de variáveis que reproduzem o comportamento passado do reservatório.

A maior dificuldade na aplicação de métodos de otimização no ajuste de históricos, está relacionada ao fato de que este problema inverso não tem solução única, ou seja, diferentes combinações de parâmetros podem chegar a reproduzir o mesmo comportamento no período de histórico de um reservatório. Por isso, a confiabilidade de resposta depende do grau de incerteza na determinação dos parâmetros e do bom conhecimento do processo físico que ocorre no reservatório estudado.

Entretanto, é importante mencionar que o ajuste não depende somente dos parâmetros utilizados na otimização e, por isso, as repostas devem ser analisadas após o final do processo, ou seja, após obtido o ajuste, não se pode dizer que o modelo obtido representa fielmente a realidade pois há outras incertezas envolvidas

Técnicas têm sido estudadas e propostas para melhorar o processo de ajuste de histórico de produção, havendo até mesmo tentativas de se automatizar esta tarefa. Neste processo o simulador é executado várias vezes e, em muitos casos, as rodadas são independentes o que viabiliza a paralelização externa, onde cada rodada é feita numa máquina diferente utilizando o pacote PVM e o MPS “Modulo de Paralelização de Simuladores”, desenvolvido no Departamento de Petróleo da UNICAMP. Algumas notas destes pacotes se encontram no Apêndice B.

1.7. Paralelização Externa

A idéia de programação paralela “*parallel task*”, é a execução de uma tarefa computacional que especifica dois ou mais comandos que serão executados independente de qualquer outra tarefa concorrente. Portanto, todas as tarefas poderão ser executadas simultaneamente como processos paralelos, usando mecanismos de comunicação e sincronização entre as máquinas, baseados em memória compartilhada (“*shared memory*”) e troca de mensagem (“*message-passing*”). Existem pacotes de domínio público que podem ser

usados para essas tarefas, como por exemplo: O PVM, O PVME, O MPL, O MPI entre outros. Neste trabalho foi utilizado o PVM.

Neste trabalho, a tarefa ou “task” é a simulação numérica de reservatórios, onde será utilizado o simulador comercial IMEX^[1] da CMG (Computing Modeling Group), que é um simulador “*Black Oil*” bastante utilizado na indústria do petróleo.

A denominação “paralelização externa” consiste em paralelizar a parte executável de um “*software*”, sem ter que alterar seu código seqüencial, isto é, sem ter a necessidade de conhecer o código fonte.

O PVM^[h], que é um *software* de domínio público composto por um conjunto de rotinas que efetuam a tarefa de paralelização, foi desenvolvido no “Oak Ridge National Laboratory” em 1989. O PVM consiste essencialmente de uma coleção de algoritmos de protocolos para implementar de forma confiável e seqüencial a transferência de dados. Na tentativa de fazer tão robusto quanto possível, estes algoritmos também incorporam mecanismos de detecção de erros, habilitando-o a tomar ações corretivas.

Com o PVM, um conjunto de computadores seriais, paralelos e vetoriais, transformam-se num grande computador de memória distribuída, conhecido como **máquina virtual**, que trabalha em rede com computadores membros. O PVM tem a função de iniciar automaticamente as tarefas na máquina virtual e permite que as tarefas se comuniquem entre si.

O PVM opera em ambientes heterogêneos com sistema operacional UNIX, conectados por diversos tipos de rede e é definido por dois componentes: o **processo** PVM e as **bibliotecas** que podem operar com os linguagens FORTRAN ou C. As tarefas podem ser paralelizadas usando-se construções de troca de mensagens comuns.

O PVM permite utilizar dois códigos fontes de acordo com as necessidades de paralelização “**mestre-escravo**” ou “**SPMD**”. O primeiro deles é constituído por dois programas independentes, o programa mestre desova e manipula um número determinado de escravos nos diferentes “*hosts*” ou máquinas; o segundo é somente um algoritmo que não tem um programa mestre manipulando o processo e onde só existe um processo “**pai**” que cria um número determinado de processos “**filhos**” que podem trabalhar independentemente ou em conjunto.

2. Metodologia

Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada no processo de otimização aplicada de ajuste históricos de produção, alterando dois parâmetros simultaneamente e usando métodos de otimização para encontrar os valores que melhor ajustam o histórico. Utilizou-se a paralelização externa do simulador de reservatórios, como ferramenta para acelerar tal processo.

2.1. *Procedimento*

A literatura fornece vários e diferentes métodos para fazer ajustes de históricos e para “automatizar” esta tarefa. A forma mais comum e simples é fazer por tentativa e erro, onde o engenheiro faz mudanças dos parâmetros que têm maior grau de incerteza e aos quais o ajuste é mais sensível.

O método utilizado neste trabalho visa achar os valores de dois parâmetros alterados simultaneamente, que melhor ajustam o histórico de produção num processo “semi-automático”. Para atingir o objetivo proposto, é necessário realizar uma série de passos sequenciais ou paralelos que estão ligados para implementar o algoritmo que vai ser descrito na próxima seção.

O primeiro passo é ter conhecimento claro do reservatório em estudo para estar familiarizado com as modificações possíveis dentro dos limites estabelecidos por outras áreas, como por exemplo: a geologia de campo (mapas de propriedades), resultados das análises de laboratório (análises PVT), engenharia de produção e reservatórios (simulações anteriores, mecanismo de produção, poços de produção e injeção perfurados, etc.).

O segundo passo é decidir o que vai ser ajustado, já que o processo de ajuste de histórico de produção envolve ajustes de saturações, curvas de pressão, curvas de produção

(Q_w , Q_o ou Q_g), irrupções (água, óleo ou gás), etc. Entretanto, tendo como precedente que este problema é de tipo inverso, pode-se contar com dados reais de campo, como as medições de produção dos fluidos, pressões de cabeça e fundo, análises de testes e alguns dados avaliados com alto grau de certeza fornecidos pelas análises de laboratório que são usados como dados no arquivo de entrada do simulador para iniciar o processo.

Escolhido o método de ajuste e a variável que vai ser ajustada, é feita uma análise de sensibilidade de todos os parâmetros que têm menor grau de certeza, testando a variação da resposta com possíveis limites destes entre os quais podem ser encontrados.

Na Figura 2.1, pode-se observar um exemplo do afastamento das curvas de produção de água simuladas e real onde foram alterados alguns parâmetros. Combinando uma sensibilidade com o grau de confiabilidade pode-se escolher os parâmetros que serão utilizados no processo de otimização para obter o ajuste desejado.

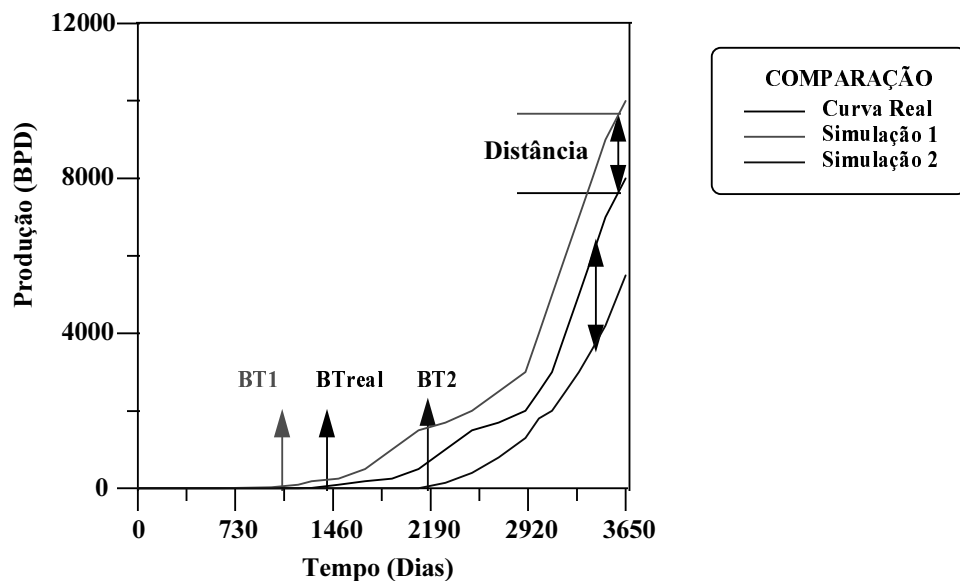


Figura 2.A. Efeito da alteração dos parâmetros num ajuste

Para medir a qualidade do ajuste, pode-se utilizar, por exemplo, a distância entre as curvas real e simulada, a produção acumulada de um fluido ou a diferença de tempo em que ocorreu a irrupção dos fluidos. Em posse destes valores, pode-se compor uma função-objetivo (FO), que deve ser minimizada no processo de otimização para a escolha dos valores dos parâmetros, estabelecendo um critério de convergência.

Quando se fez referência ao número de parâmetros que são alterados dentro do processo de ajuste, nesta metodologia (dois simultaneamente) pode-se ilustrar como é uma FO, a qual vai ser trabalhada em todo o processo. A FO pode ser representada da seguinte forma:

$$FO = \gamma * F_1 + \beta * F_2$$

onde F_1 e F_2 são duas funções pré-estabelecidas em função dos parâmetros analisados, e γ e β são os pesos que estas funções requerem de acordo como foram comportados, segundo o análise de sensibilidade. Por facilidade de manipulação de dados e variáveis é aconselhável adimensionalizar as funções, assim os pesos poderiam conservar valores, por exemplo entre 0. e 1.

A FO que pode ser por exemplo composta pelo somatório do módulo das distâncias entre as curvas real e a diferença da irrupção real com a simulada do fluido analisado. Mais funções podem ser analisadas dependendo do objetivo do ajuste. A composição da FO pode ser visualizada na Figura 2.2.

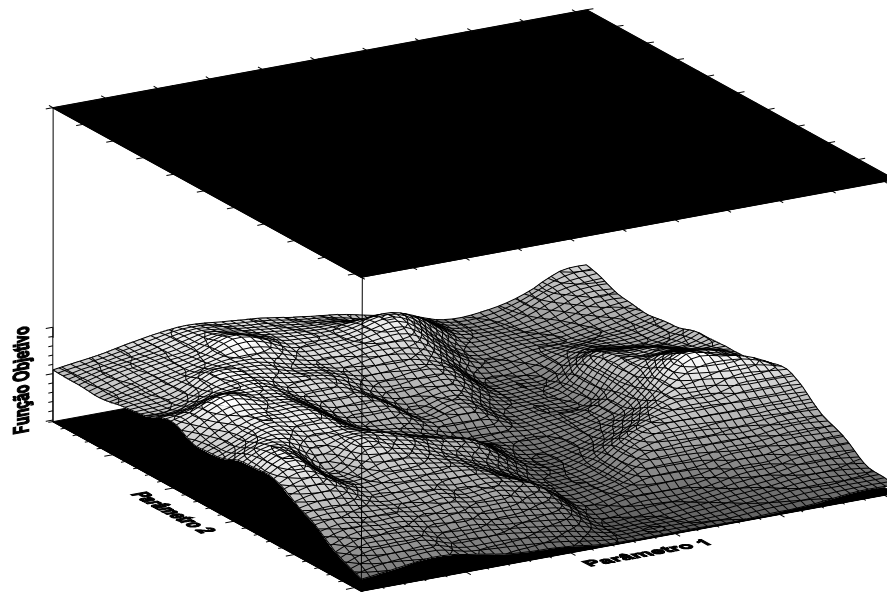


Figura 2.B. Exemplo de uma função-objetivo

A superfície, junto com o mapa de curvas de nível, pode indicar as possíveis respostas, onde seriam encontrados os valores ótimos, máximo ou mínimos, dos parâmetros que foram

alterados para atingir o ajuste. Como foi mencionado anteriormente, este tipo de problema pode não ter solução única, e dependendo do objetivo e o método de otimização utilizado podem ser encontradas diferentes combinações destes parâmetros como respostas. Se isso ocorrer, é fundamental a análise do engenheiro para a escolha da melhor combinação.

No método proposto para o ajuste de históricos de produção, ou para minimizar a FO, isto é, encontrar os valores dos parâmetros **P1** e **P2** que fornecem uma possível solução, é preciso utilizar métodos de otimização que permitam a execução desta tarefa automaticamente.

A otimização tem como objetivo encontrar os valores dos parâmetros e restringir a interação entre o engenheiro e o processo, tentando reduzir o tempo total de ajuste. Os métodos de otimização que foram estudados neste trabalho são baseados na busca direta (Capítulo 3) que são usados para achar os valores dos parâmetros que conseguem minimizar a FO.

Para analisar os critérios de convergência deve-se levar em consideração os parâmetros analisados, a FO que se está otimizando, a complexidade do reservatório em estudo, o tempo real de produção e as incertezas envolvidas no processo. Os critérios adotados podem variar de caso para caso estudado de acordo com as considerações anteriores.

Processos são implementados de forma serial e paralela de acordo com o algoritmo que estão descritos a seguir.

2.2. Algoritmo Geral

No algoritmo geral implementado na metodologia proposta e mostrado na Figura 2.3, pode-se observar que a caracterização inicial e descrição do reservatório é apresentada através de um arquivo de dados de entrada do simulador denominado arquivo base. Este arquivo será modificado com diferentes valores dos parâmetros selecionados até que a FO seja minimizada. Os parâmetros são alterados através de palavras-chave (*INCLUDE “nome do arquivo” ou *MOD “valor modificador da propriedade”).

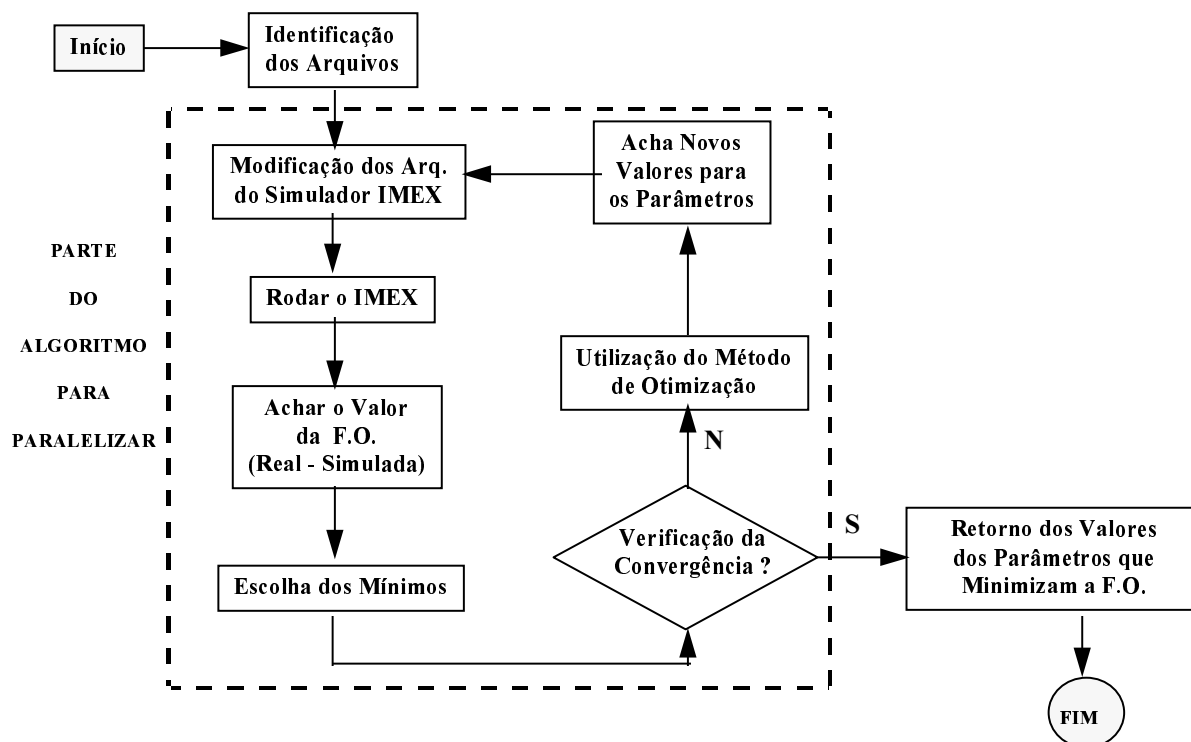


Figura 2.C. Algoritmo geral implementado

Compara-se a curva real com as curvas simuladas, para achar o valor da FO (ex.: somatório do módulo das distâncias entre as curvas) e posteriormente para avaliar a convergência com a tolerância estabelecida, depois de cada simulação.

Quando a convergência é atingida, são retornados os valores dos parâmetros que minimizam a FO. Caso contrário, o método de otimização deve calcular novos valores do parâmetro para reiniciar o processo com a modificação de arquivos de entrada ao simulador. Os métodos de otimização são descritos no Capítulo 3.

A convergência deve ser analisada independentemente em cada caso, pois vai depender da complexidade do reservatório, o tempo real de produção, a função ajustada, entre outros.

O fluxograma da Figura 2.3 mostra também a parte que foi escolhida para ser paralelizada. Essa escolha baseia-se no fato de que a simulação é a tarefa que leva mais tempo e esforço computacional, sendo consideravelmente maior que qualquer outra parte do algoritmo, justificando-se a paralelização de sua execução. O algoritmo foi implementado em paralelo e serialmente, fazendo-se comparações que estão descritas nos Capítulos 4 e 5.

3. Otimização

A otimização utilizada neste trabalho é a localização do extremo uma FO, que representa matematicamente a qualidade do ajuste a partir da variação de parâmetros e a simulação de fluxo.

Existem métodos iterativos que são bem conhecidos dentro da abordagem para se encontrar o valor máximo ou mínimo de uma função, que partem de uma aproximação inicial e fornecem novas aproximações num processo iterativo até a convergência do problema. Em alguns desses métodos é preciso conhecer a função e a derivada em cada ponto onde é calculada a aproximação. Os métodos mais comuns são: Gradientes, Newton, Quase-Newton, Levenberg Marquardt, etc.

Esses métodos citados acima necessitam de uma função suave e contínua, pois são baseados em cálculo de derivadas. Para os casos onde a função não é conhecida, existem métodos de busca direta que não precisam da derivada nem do conhecimento da função. O conceito de busca direta é simples mas uma implementação eficiente pode ser complicada, devido à natureza heurística destes métodos.

Neste trabalho, já com conhecimento prévio do tipo de comportamento da FO, implementou-se dois métodos de busca direta. O método chamado neste trabalho de “Método de Busca por Regiões” (MBR) e um método conhecido como o “Método Politopo”. Este métodos serão explicados a seguir.

3.1. Método de Busca por Regiões - “MBR”

Dentro deste trabalho, foi testada uma técnica de otimização, baseada na busca direta e natureza heurística do problema e chamada de “Método de Busca por Regiões”. O MBR pode ser descrito da seguinte maneira: dados os valores máximos e mínimos de cada parâmetro

(parâmetros 1 e 2) divide-se a superfície de procura **ABCD** (Figura 3.1), em regiões iguais e calcula-se inicialmente o valor da função nos quatro pontos de interseção destas regiões (**F1**, **F2**, **F3** e **F4**).

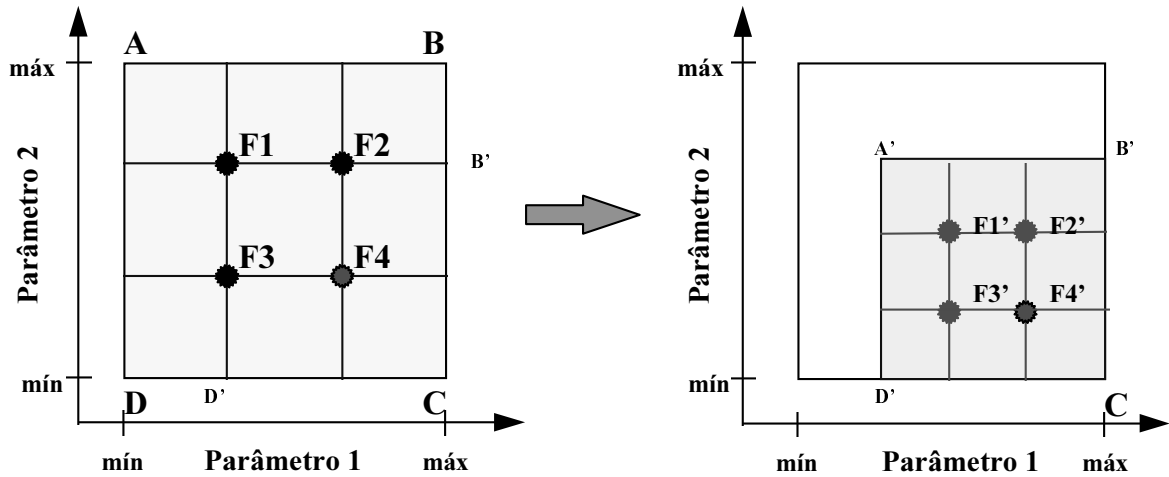


Figura 3.A. Esquema do "MBR" de otimização

Obtendo-se o valor da FO em cada um destes pontos, escolhe-se o melhor deles, (no caso da Figura 3.1 o ponto **F4**) e conserva-se os pontos anteriores para limitar a nova superfície **A'B'C'D'** ao redor do mínimo encontrado, conservando o critério de partição e atualizando os valores das novas coordenadas para calcular novamente o valor da função (**F1'**, **F2'**, **F3'** e **F4'**), minimizando a superfície de procura onde vai-se encontrar a solução do problema.

O processo é iterativo e converge quando um dos valores calculados é menor do que a tolerância pré-estabelecida para a função analisada. O algoritmo deste método é apresentado na Figura 3.2.

O esquema pode funcionar também com mais de quatro pontos e isso pode depender do número de máquinas disponível na paralelização. O número de pontos poderia ser função do número de máquinas como na Tabela 3.1 mas na rede testada, só foi utilizado o método com quatro pontos.

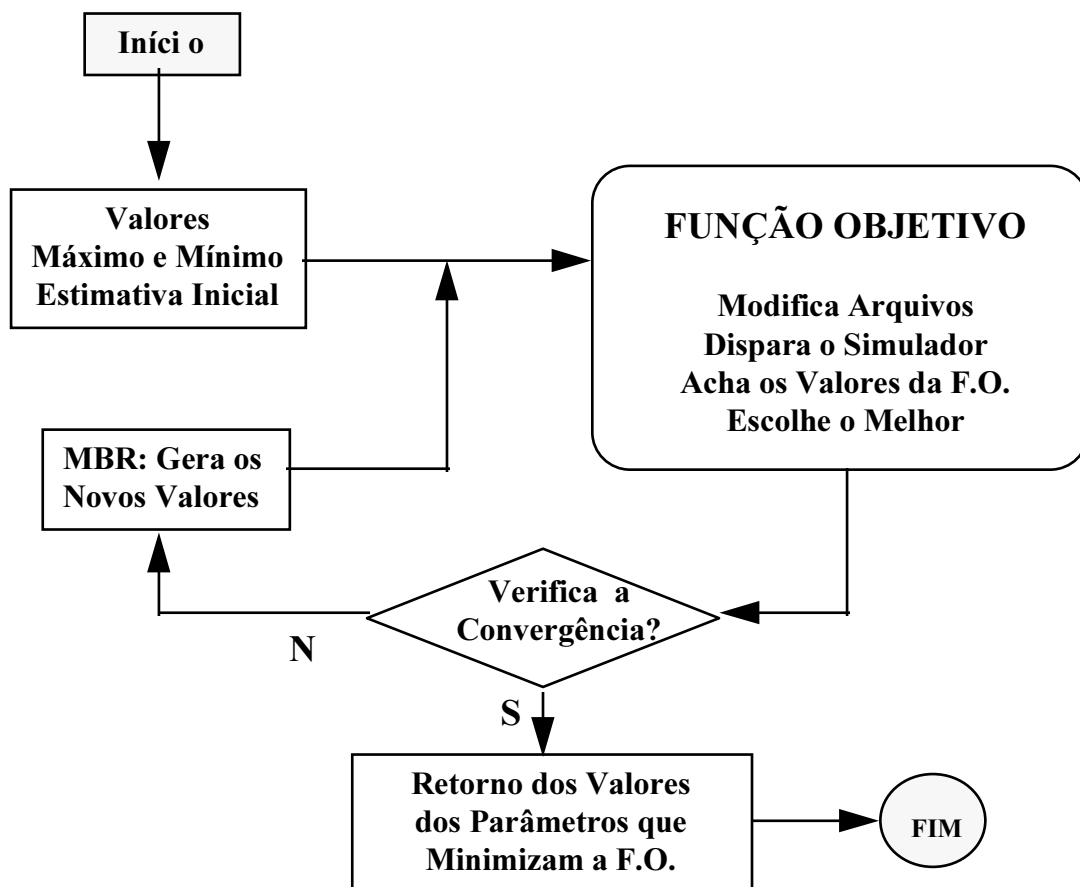


Figura 3.B Algoritmo do “MBR”

Tabela 3.A. Relação de máquinas com o número de pontos que podem ser analisados

No. de Máquinas	No. de Pontos Recomendados
4	4, (2 x 2)
5	4, (2 x 2)
6	6, (2 x 3)
7	6, (2 x 3)
8	8, (2 x 4)
9	9, (3 x 3)
10	9, (3 x 3)
11	9, (3 x 3)
12	12, (3 x 4)

3.2. Método Politopo

Outro método introduzido neste trabalho foi o método “Politopo”^{[a¹][c¹][g¹][i¹]} que é bastante utilizado neste tipo de problema e que é aplicável ao problema proposto porque é baseado na busca direta sem a necessidade de derivadas. Este método precisa do valor da função, em $n+1$ pontos, sendo n o número de parâmetros analisados. O método é conhecido também como “*Simplex Modificado*” do algoritmo original de Nelder & Mead^[i¹].

A FO é avaliada em cada ponto ou vértice conformando o polinômio inicial (no caso deste trabalho, um triângulo **F1F2F3** para a variação de dois parâmetros), classificando-os como melhor (**F1**), médio (**F2**) e pior (**F3**), preparando assim o primeiro movimento, que é uma reflexão do pior no centroíde (**C**) dos vértices restantes. Na Figura 3.3, isso corresponde a rebater o pior (**F3**) através do ponto médio do segmento **F1F2**, que é o ponto **C**. O resultado é o ponto **Fr** (ponto refletido) e o novo polinômio passa a ser **F1F2Fr**. Esse polinômio, porém, não será necessariamente escolhido. Isso vai depender de uma comparação da resposta observada em **Fr** com as respostas obtidas no polinômio anterior, **F1F2F3**. Existem três casos possíveis.

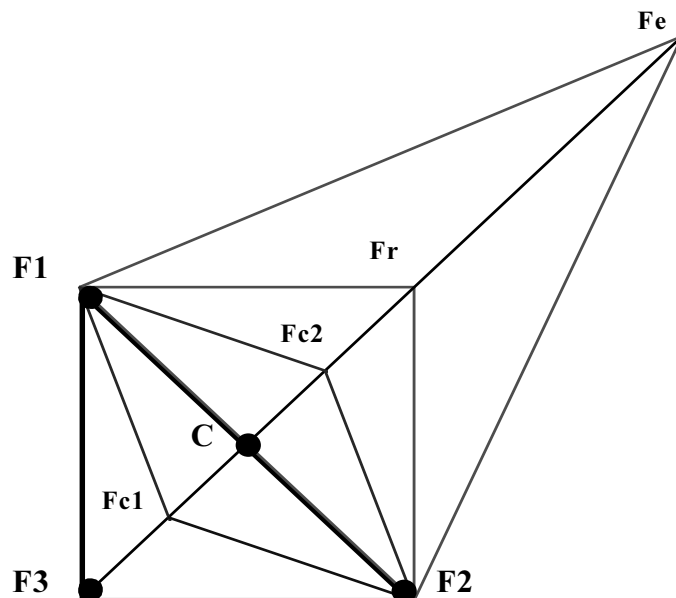


Figura 3.C. Representação gráfica do método “Politopo”

1. Primeiro caso (Fr é melhor que F1). A nova resposta é melhor do que todas as respostas do polinômio anterior. Isso nos faz supor que o polinômio está no caminho certo, e que deve-se continuar as investigações nessa direção. Para isso, realiza-se uma nova determinação da função no ponto **Fe** (ponto expandido), localizado sobre a reta **F3CFr** de forma que a distância **CFe** seja o dobro da distância **CFr**. Dependendo do valor da resposta no ponto **Fe** tem-se duas possibilidades:

1a. Se (Fe é melhor que Fr). A resposta ficou ainda melhor. A expansão foi bem sucedida. O novo polinômio passa a ser **F1F2Fe**.

1b. Se (Fe é pior que Fr). O resultado piorou com a expansão. Deve-se manter o polinômio não expandido, **F1F2Fr**.

2. Segundo caso (Fr é melhor que F2 e pior que F1). A resposta observada depois da reflexão é pior que a melhor resposta do polinômio inicial, mas melhor que a segunda pior resposta. Nesse caso não deve-se expandir nem contrair, e o polinômio **F1F2Fr** é mantido.

3. Terceiro caso (Fr é pior F2). A nova resposta é pior do que a segunda pior resposta do polinômio de partida. Isso conduz a concluir que a direção do movimento não está sendo satisfatória, e que alguma correção de rumo é desejável ou que o triângulo está perto da solução e deve ser reduzido. Tem-se novamente duas possibilidades:

3a. Se (Fr é pior que F3). A nova resposta é pior que qualquer uma das observadas anteriormente. Um recuo é aconselhável. O novo polinômio passa a ser **F1F2Fc1**, sendo **Fc1** (função no ponto contraído 1) o ponto médio do segmento **F3C**. Nesse caso ocorre não apenas uma contração como também uma mudança no sentido do deslocamento.

3b. Se (Fr é melhor que F3 e pior que F2). A nova resposta é ruim, mas ainda é melhor que a pior das respostas anteriores. Deve-se recuar, porém com moderação. O polinômio é contraído para uma posição intermediária entre **C** e **Fr**. O novo polinômio passa a ser **F1F2Fc2**, onde **Fc2** é o ponto médio do segmento **CFr**.

A localização dos diversos vértices, a medida que o polinômio se movimenta, pode ser facilmente calculada empregando-se geometria analítica elementar. Basta encarar as coordenadas de cada ponto como componentes de um vetor e aplicar as regras da composição de vetores. Assim, por exemplo, o vetor que localiza o ponto **C** é a média dos vetores **F1** e **F2**:

$$\vec{C} = \frac{1}{2}(\vec{F1} + \vec{F2})$$

Neste caso como o polinômio é um triângulo, e por isso o vetor **C** contém as coordenadas de apenas dois vértices. No caso da otimização de um sistema de três variáveis o polinômio seria um tetraedro, e o ponto **C** seria dado pela média dos três vértices situados na face oposta ao pior vértice, a assim por diante.

Uma reflexão simples (isto é, sem expansão nem contração) gera o ponto **Fr**, dado por:

$$\vec{F_r} = \vec{C} + (\vec{C} - \vec{F_3})$$

Os demais pontos são calculados por:

$$\vec{F_e} = \vec{C} + 2 * (\vec{C} - \vec{F_3}) ,$$

$$\vec{F_{c1}} = \vec{C} - \frac{1}{2}(\vec{C} - \vec{F_3}) ,$$

$$\vec{F_{c2}} = \vec{C} + \frac{1}{2}(\vec{C} - \vec{F_3}) .$$

A extensão da expansão e da contração pode ser modificada empregando-se fatores diferentes de 2 e 1/2, mas esses foram satisfatórios nos casos estudados.

A principal vantagem deste método em comparação com o caso se o polinômio fosse constante (triângulo equilátero)[i]¹ em seu caminho percorrido, é que o numero de ensaios (simulações neste caso) é menor, já que o polinômio implementado pode “esticar-se” quando estiver longe ou diminuir quando se estiver afastando do ponto procurado e assim aproximar-se mais rapidamente da região de interesse, o que não aconteceria com o outro. O algoritmo é mostrado na Figura 3.4.

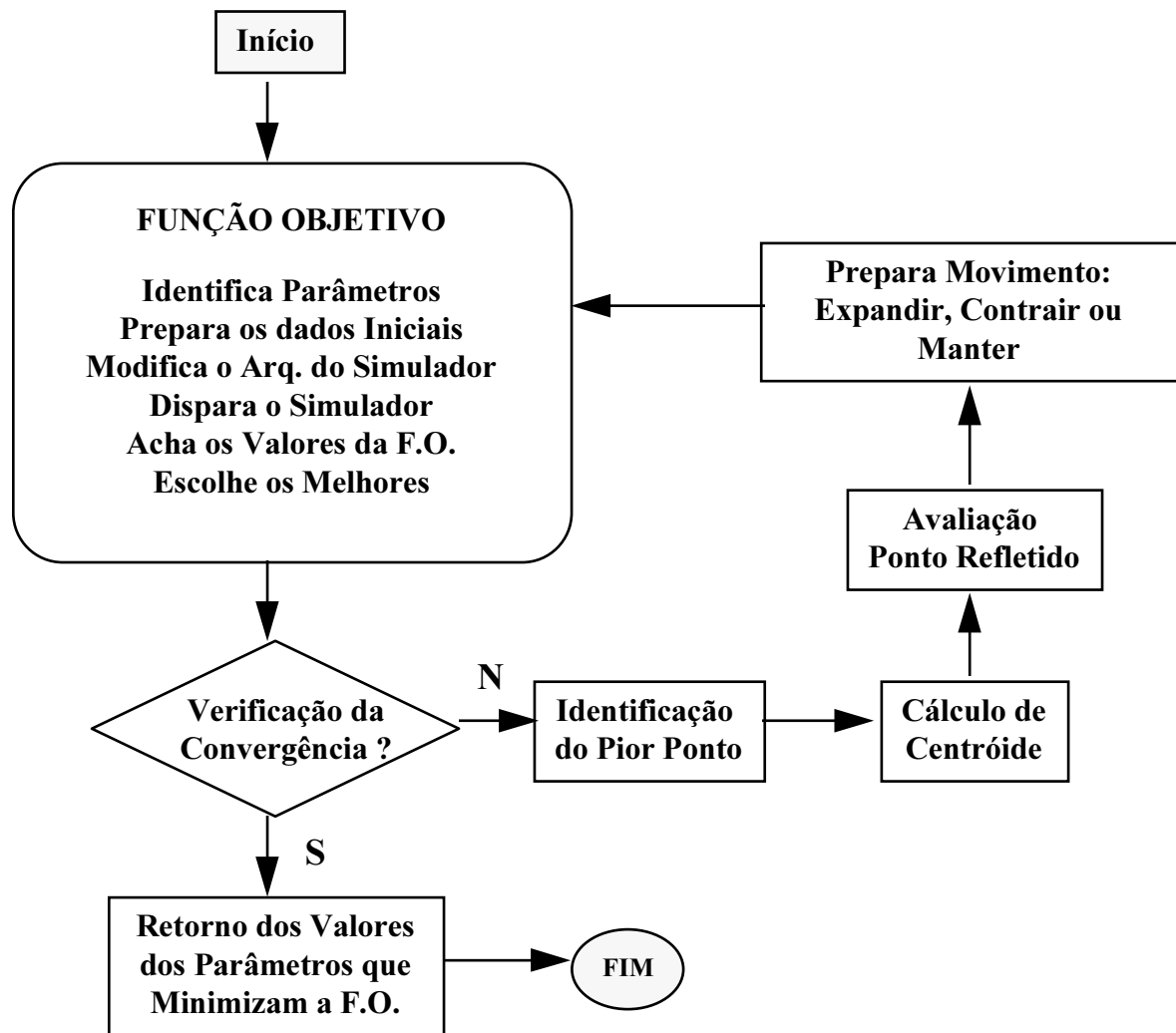


Figura 3.D. Algoritmo do método “Politopo”

4. Aplicações

Este capítulo faz uma descrição dos casos utilizados para validar e testar a metodologia proposta no Capítulo 2.

O reservatório usado nos casos estudados apresenta as características gerais mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.A. Descrição do reservatório usado para validação do modelo

Descrição do Reservatório	Valor / Posição	Unidades
Número de blocos	100	---
Malha	$10_i \times 10_j \times 1_z$	---
Comprimento do blocos i,j	152,4	metros
Espessura (h)	15,24	metros
Permeabilidade Horizontal (K)	200	mD.
Permeabilidade Vertical (Kv)	20	mD.
Poço Produtor de Óleo	(10, 10, 1)	---
Poço Injetor de Água	(1, 1, 1)	---
Profundidade do Bloco (1, 1, 1)	609,6	metros
Swi	0.12	Fração
Soi	0.88	Fração
Porosidade (ϕ)	0.30	Fração
α , Fator Geológico de Formação	2.8	---

Na Figura 4.1, pode-se observar a representação da malha usada para os três casos estudados. No Caso 1, o reservatório é homogêneo, com uma permeabilidade absoluta (K) constante de 200 mD e, nos Casos 2 e 3, um valor de permeabilidade absoluta (K) é atribuído para cada bloco representando um reservatório heterogêneo.

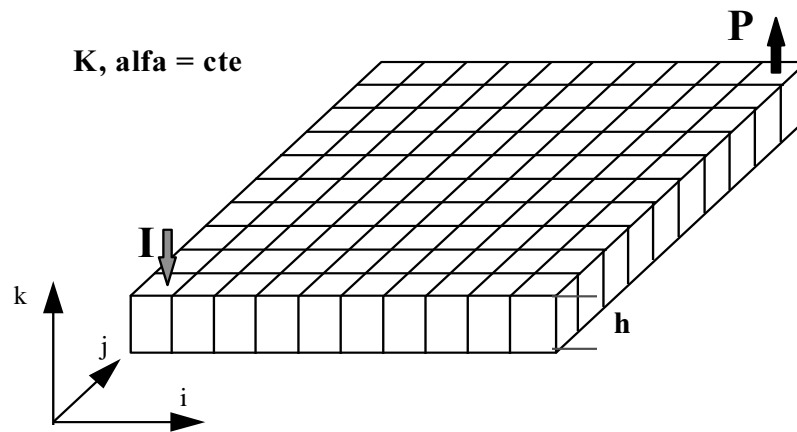


Figura 4.A. Malha de simulação usado na validação

Nos casos estudados, é ajustada a curva de produção de água (Q_w). Os Casos 1 e 2 são usados para validar o modelo e o Caso 3 para achar a permeabilidade equivalente de um reservatório heterogêneo.

4.1. Parâmetros Analisados

Na fase de aplicação da metodologia proposta no Capítulo 2, o primeiro passo é definir quais parâmetros seriam variados, o que seria ajustado e qual deveria ser a função-objetivo FO a ser minimizada.

Inicialmente fez-se uma análise de sensibilidade no caso de estudo, detectando que a curva de permeabilidade relativa da água (K_{rw}) e a permeabilidade absoluta (K), foram os parâmetros que mais alteram a irrupção de água (“Breakthrough” ou BT) e a curva de produção de água (Q_w).

No caso da permeabilidade absoluta, são fornecidos os valores limite (máximo e mínimo) obtidos na fase de caracterização do reservatório.

No caso das curvas de permeabilidade relativa (K_{rw}), leva-se em consideração que somente a inclinação da curva é alterada, e não são modificados os pontos terminais (“*end points*”) destas curvas. Isto foi feito após a análise de sensibilidade e levando-se em consideração que os pontos terminais têm maior grau de certeza. A variação da inclinação é feita através de um parâmetro α utilizado no modelo de Wyllie & Talash (Apêndice A).

4.2. O Que É Ajustado

Como se pode ver na Figura 4.2 onde está representada uma curva de produção de água real e duas simulações, as curvas têm diferente irrupção de água (BT) e apresentam uma diferença na distância entre as curvas simuladas e real, estabelecendo assim as funções que são ajustadas como uma única função, conhecida como FO. A diferença das curvas está dada pela modificação tanto do valor da permeabilidade absoluta quanto no fator α nas curvas de permeabilidade relativa.

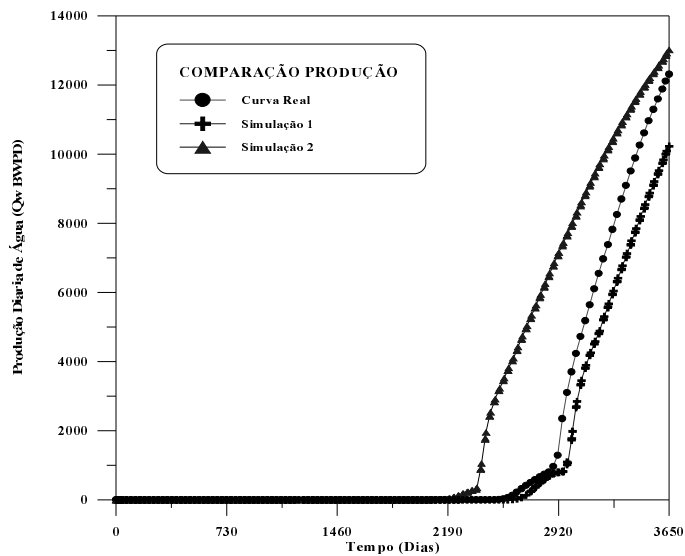


Figura 4.B. Variação na produção de água com os parâmetros analisados (K e Krw)

4.3. Definição da Função-objetivo “FO”

Definidos os parâmetros que são alterados (K e Krw) e tendo como objetivo, ajustar a curva de produção de água (Qw) junto com a irrupção de água (BT), como uma única função, define-se a função-objetivo FO.

A FO é composta pelas duas funções descritas no item anterior, tendo em consideração o somatório do módulo da diferença da distância entre as curvas real e a simulada para a curva

de produção (Q_w) e o módulo da diferença entre o dado real e o simulado para a irrupção de água (BT).

Conhecendo-se os parâmetros e os valores que minimizam a função estudada, pode-se observar o comportamento da FO variando cada um deles entre seus limites, identificando-se assim a função estudada para o Caso 1, como se mostra na Figura 4.3.

É interessante notar que o número de dimensões do problema (N_{dim}) cresce com o aumento de número de parâmetros (n) utilizados ($N_{dim} = n + 1$). Para o caso de mais parâmetros, a visualização não é possível. Entretanto, a visualização da função não é necessária e nem deve ser feita pois envolve um número muito grande de simulações.

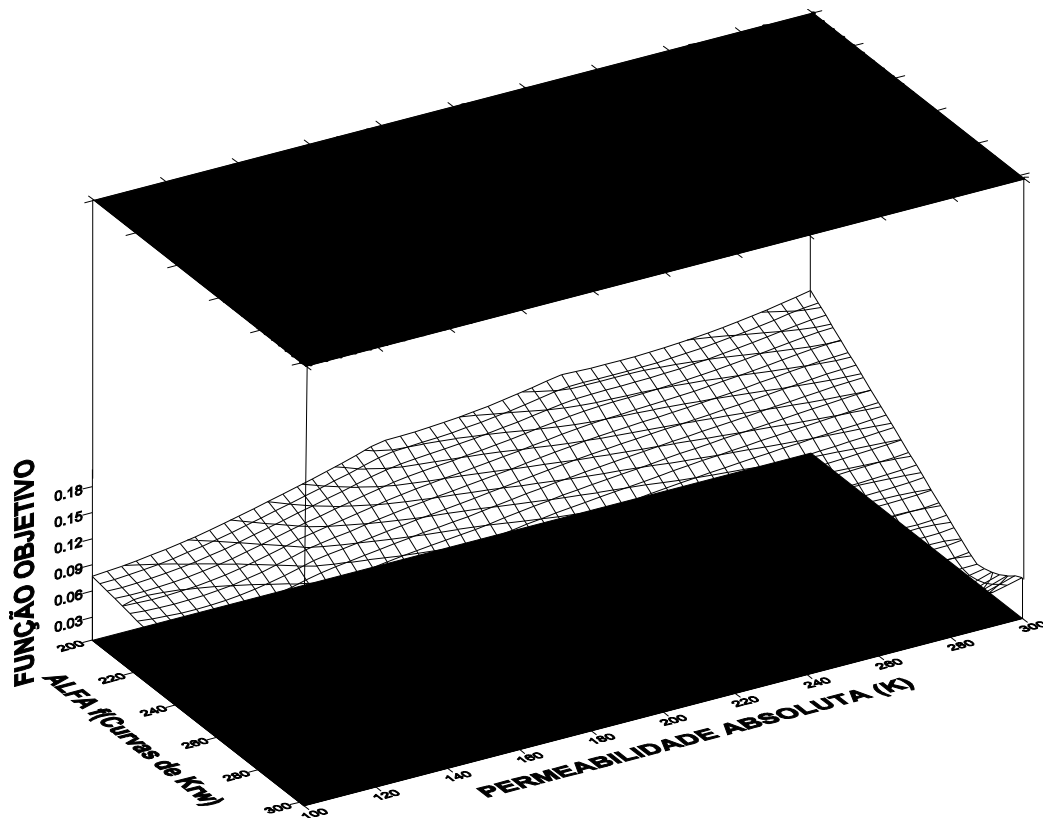


Figura 4.C. Comportamento da função-objetivo analisada

A Figura 4.3 foi obtida a partir de uma série de simulações, achando o valor da FO em diferentes pontos com coordenadas dentro dos limites que se está variando os parâmetros, identificando-se as possíveis respostas que se pode chegar a fornecer pelo método de

otimização a ser implementado. Isto foi feito apenas para ilustrar o Caso 1, que foi usado para validar o método.

A FO adimensional é composta por duas funções:

$$FO = \gamma * F_1 + \beta * F_2$$

onde

$$F_1 = \frac{|difBT|}{ND}$$

difBT é a diferença entre o BT real e o simulado e **ND** é o número de dias da simulação; e

$$F_2 = \frac{\sum |DD|}{PAW_{real}}$$

onde **DD** é a distância entre as curvas real e a simulada, **PAW_{real}** é a produção de água acumulada real e, γ e β são pesos das funções adimensionais (valores entre 0 e 1). Os pesos podem ser alterados conforme se queira dar mais importância a uma das funções envolvidas no processo.

A utilização do módulo evita que erros positivos e negativos sejam cancelados controlando assim também a produção acumulada. As distâncias são multiplicadas por Δt para dar um peso maior onde os Δt são grandes. O processo converge quando as condições são satisfeitas, isto é, os limites estabelecidos para o BT, a distância entre as curvas e a FO.

4.4. Critérios de Convergência

Para analisar os critérios de convergência dos programas, deve-se levar em conta tanto os parâmetros analisados como a FO que se está minimizando. No caso do ajuste da curva de produção de água junto com a irrupção de água, leva-se em consideração três critérios de convergência: um para o BT, outro para a distância entre as curvas e aquele que conjuga as duas funções que formam a FO. Para assegurar que a FO seja minimizada, é preciso que o método atinja o critério para as três funções.

Nelder e Mead (1965)[¹] sugerem o seguinte critério de parada:

$$|FO - FO_{n+1}| \leq \epsilon(1 + |FO|)$$

onde: FO é o valor da função-objetivo na iteração anterior e FO_{n+1} é o último valor da FO.

Neste trabalho foi usado outro critério:

$$FO \leq \epsilon$$

Os dois critérios podem também ser utilizados de forma combinada, ou seja, o critério usado como o critério principal e o proposto por Nelder e Mead para o caso do primeiro não ser satisfeito. A convergência poderia também ser baseada na variação dos parâmetros mas isto não foi necessário neste trabalho.

O valor para ϵ aplicado neste trabalho foi de 0.01, ou seja, 1% de erro entre a produção real e a simulada, considerando já as funções para o BT e a Qw (F_1 e F_2) respectivamente. A tolerância pode variar de acordo com a complexidade do problema e reservatório estudado.

Outro ponto importante a ser analisado é o grau de precisão requerido. Como o processo de ajuste é função de vários outros parâmetros muitas vezes o que se procura é uma estimativa de solução e, nesse caso, este método pode ser utilizado com uma tolerância bem maior.

A convergência poderia também ser baseada na variação dos parâmetros mas isto não foi necessário neste trabalho.

Para poder comparar os métodos de otimização utilizados no processo, foram considerados os mesmos critérios e os mesmos valores em cada uma das rodadas realizadas. É importante mencionar que quando o caso estudado é mais complexo, outros critérios podem ser estudados, podendo ser mais flexíveis ou mais sofisticados e exigentes, dependendo dos objetivos do estudo.

4.5. Implementação

O objetivo desta parte do trabalho é mostrar em mais detalhes o procedimento usado para implementar os fluxogramas apresentados nos capítulos anteriores de forma serial e paralela. As duas formas foram implementadas para se verificar as vantagens da paralelização externa no processo. A forma serial foi implementada para o MBR e o Politopo e a paralela apenas para o Politopo.

A simulação numérica neste processo é a parte que requer maior esforço computacional, em comparação com as demais subtarefas que intervêm na metodologia

adotada. Por esta razão, é importante implementar o algoritmo em paralelo com o fim específico de reduzir o tempo do processo e também o serial, para comparar as vantagens de cada um.

O modelo de programação usado no método paralelo foi o esquema Mestre/Escravo. O programa mestre é controlado por uma só máquina e o(s) programa(s) escravo(s), são programas independentes do mestre mas mantém com um vínculo de comunicação. As tarefas paralelizadas foram: modificação de arquivos (dados no arquivo de entrada no simulador), a simulação e a obtenção do valor da FO. Isso é mostrado no algoritmo do Apêndice B.

O programa mestre controla três partes principais do algoritmo. Primeiro faz o cálculo dos dados iniciais dos parâmetros que são alterados no arquivo de entrada do IMEX^[1]; depois manda estes junto com a geração de um número de processos de acordo com o número de máquinas disponíveis ou envolvidas no processo para o programa escravo e, por último, ele fica aguardando as respostas de cada um deles.

O programa escravo controla o recebimento de dados do mestre e envolve o método de otimização onde são realizadas uma série de subtarefas como: a alteração dos arquivos de entrada do simulador, a execução da simulação e o cálculo do valor da FO analisada. Por último este fica aguardando o fim do processo de otimização para enviar a sinal de volta para o programa mestre.

Para realizar a execução das simulações depois de ser alterado o parâmetro no arquivo de entrada do simulador, é utilizado o Módulo de Paralelização de Simuladores “MPS”^[1] desenvolvido no Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp.

O MPS gerencia esta tarefa (simular) de maneira eficiente, escolhendo as máquinas que podem executar esta tarefa, detectando os erros ocorridos na simulação e fornecendo informações gerais do tempo de execução.

Com os arquivos de saída gerados pela simulação, trabalha-se em tarefas de menor esforço computacional, tais como: leitura de arquivos, o ajuste de curva real para calcular a distância entre as curvas real e simulada, identificação de onde ocorreu a irrupção do fluido e determinação do valor da FO para finalmente testar o critério de convergência até atingir a tolerância pré-estabelecida no método de otimização.

5. Resultados

Este capítulo está dividido em duas seções com a finalidade de mostrar os resultados obtidos no presente trabalho. Na primeira seção é feita a validação da metodologia proposta para três casos com dois modelos de reservatório (homogêneo e heterogêneo) e na segunda seção, é usada a paralelização externa para acelerar o processo de obtenção de possíveis soluções para um dos casos.

5.1. *Desempenho dos Métodos*

Três casos foram estudados para analisar o desempenho dos dois métodos de otimização implementados neste trabalho. O primeiro caso é o ajuste de um reservatório homogêneo, usando os limites fornecidos pela etapa correspondente à caracterização do reservatório. O segundo é o ajuste de um reservatório heterogêneo onde o parâmetro otimizado é um modificador (multiplicador) da imagem de permeabilidades. O último caso é um ajuste deste mesmo reservatório mas com uma permeabilidade homogênea equivalente.

Foram fornecidas diferentes estimativas iniciais para cada caso com o objetivo de calcular uma média do desempenho para cada método. A tolerância usada para avaliar a convergência dos métodos foi a mesma em todos os casos rodados. Essa tolerância afeta muito o desempenho dos métodos e a qualidade da resposta e por isso deve ser analisada com cuidado de acordo com os objetivos de cada estudo.

No Apêndice C são mostrados os resultados que foram graficados para os Casos 1 e 2, com a finalidade de fazer um acompanhamento aos métodos de otimização usados neste trabalho.

5.1.1. Caso 1: Reservatório Homogêneo - Validação

O reservatório descrito no Capítulo 4 foi utilizado para validar a metodologia descrita no transcorrer deste trabalho. Neste caso, a resposta é conhecida para os parâmetros analisados (permeabilidade absoluta de 200 mD e a curva de permeabilidade relativa com um $\alpha[k^1]$ de 2.8). Os limites estabelecidos foram para K entre 100 e 300 mD e para α entre 2 e 3. Em alguns casos, estes limites foram alterados para testar os métodos em diferentes condições.

5.1.1.1. MBR

O MBR foi testado para diferentes limites e os resultados podem ser observados na Tabela 5.1.

Tabela 5.A. MBR - Resultados do Caso 1 com o algoritmo serial

Estimativas Iniciais					Resultados Obtidos			
Rodada	Kmín (mD)	Kmáx (mD)	α mín.	α máx.	K (mD)	α	FO	N.S.
1	100	300	2.0	3.0	188.89	2.78	0.0043	8
2	100	400	2.0	4.0	233.33	2.89	0.0086	8
3	50	400	2.0	3.5	196.91	2.85	0.0075	16
4	80	320	2.0	3.0	191.52	2.82	0.0055	12
5	120	350	2.0	3.5	177.37	2.84	0.0071	16
6	150	300	2.0	3.0	190.30	2.79	0.0051	8
7	50	280	2.0	3.2	181.55	2.77	0.0076	8
8	160	380	2.0	4.0	224.23	2.68	0.0082	12
9	150	350	2.5	3.5	210.35	2.81	0.0075	8
Média								10.6

Após de várias rodadas incluindo as mostradas na tabela anterior, pode-se concluir que o método converge para qualquer limite fornecido nesta região (desde exista uma solução para a tolerância utilizada). A qualidade da resposta depende da tolerância utilizada e isso influencia também o número de iterações.

Na Figura 5.1, são apresentados os resultados obtidos de maneira gráfica para uma das rodadas com a finalidade de facilitar a visualização do método. Pode-se observar, também nessa figura, a qualidade do ajuste obtido para a tolerância escolhida. As curvas de nível representam a FO obtida através de várias simulações feitas somente para verificar a

verdadeira resposta do problema e a região amarela representa a solução a partir da tolerância utilizada para este caso.

Como se pode observar, o ajuste obtido tem uma boa resposta, mas isto depende da tolerância, do modelo de reservatório em questão e a qualidade dos dados obtidos.

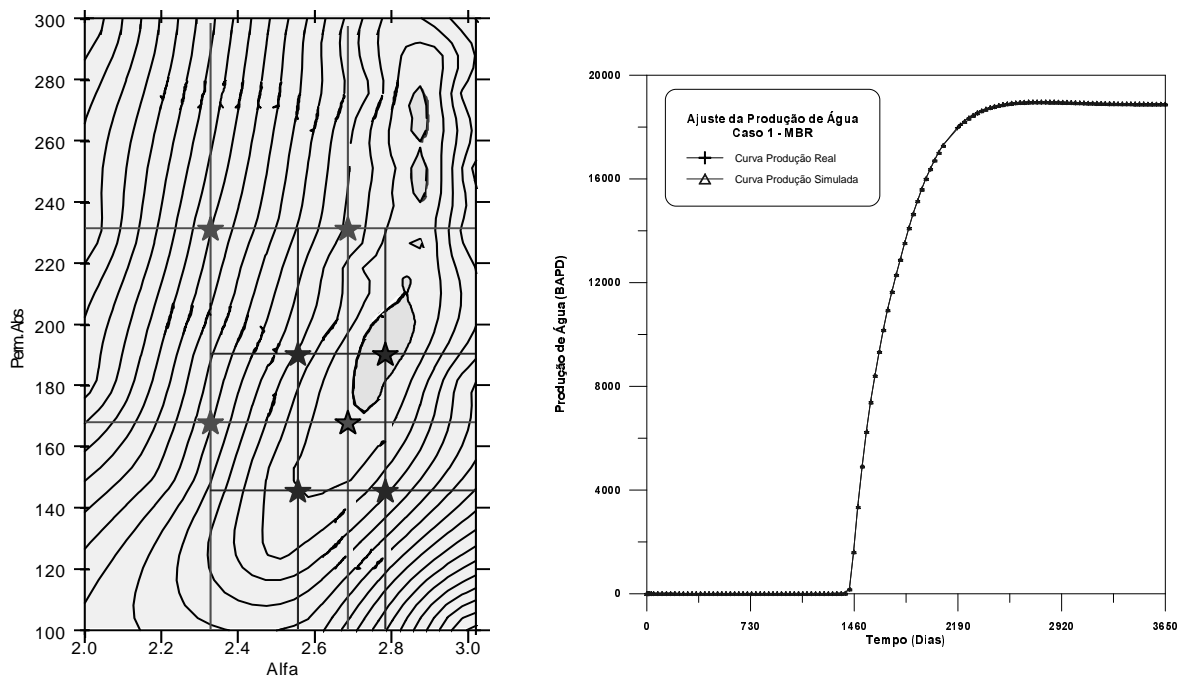


Figura 5.A. Resultado gráfico do “MBR” . (Rodada 1)

O método MBR funciona bem, com convergência em todos os casos testados e é próprio para paralelização uma vez que as rodadas de cada passo são independentes. Entretanto, se a superfície a ser otimizada é muito irregular, o método pode apresentar problemas.

5.1.1.2. Método Politopo

O Método Politopo é mais flexível que o MBR, já que permite que a estimativa inicial seja em qualquer ponto da superfície onde se está sendo procurado o ajuste. Isso permite testar o método com diferentes estimativas para a mesma região.

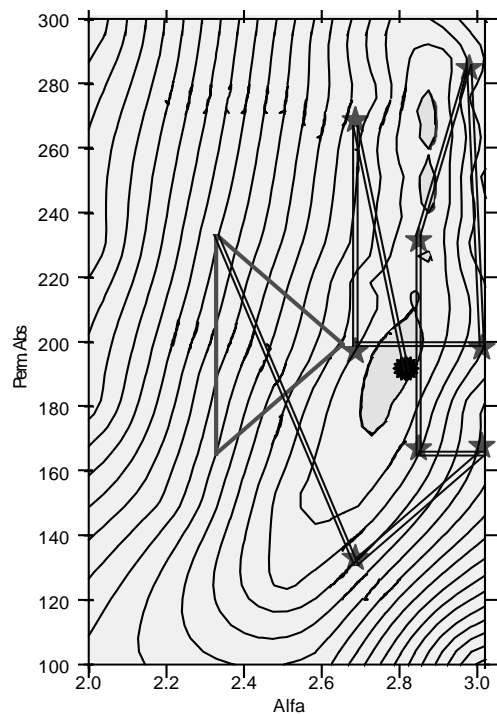
Na Tabela 5.2, mostra-se um resumo dos resultados obtidos, após de várias rodadas com diferentes estimativas iniciais de triângulos (Politopos) regulares e irregulares. O método

parece bastante robusto e converge para todas as estimativas iniciais testadas. O número de iterações e o tempo de simulação dependem (1) da estimativa inicial (posição e tamanho inicial do Politopo), (2) os valores dados para expansão e contração e (3) tolerância. Não foi possível achar uma tendência geral para estes fatores mesmo porque isso seria particular do exemplo estudado.

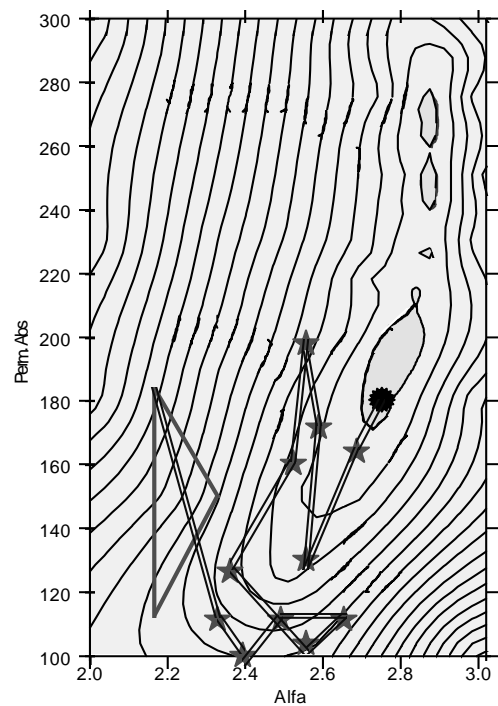
Devido ao fato deste tipo de problema aceitar múltiplas soluções, dependendo da estimativa inicial, o método pode obter respostas bem diferentes. Fisicamente, isto ocorre pois diferentes combinações dos parâmetros resultam em ajustes aceitáveis dentro da tolerância utilizada.

Tabela 5.B. Método Politopo - Resultados Caso 1 com o algoritmo serial

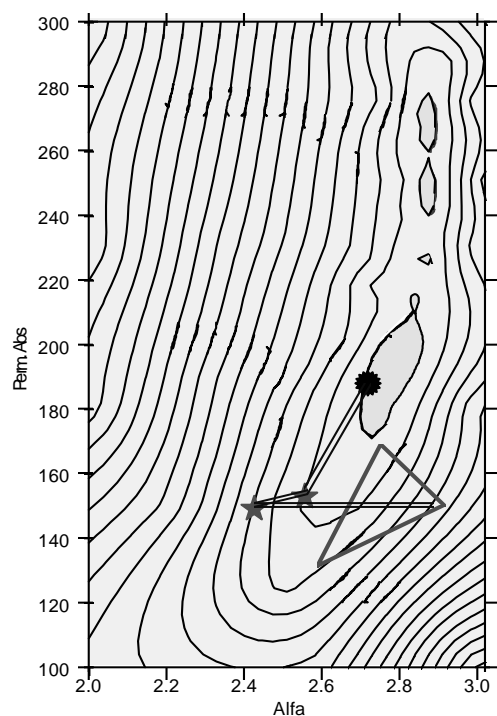
Estimativas Iniciais			Resultados Obtidos			
Rodada	K (mD)	α	K (mD)	α	FO	N.S.
1	200.0	2.67	191.67	2.81	0.0057	12
	166.67	2.33				
	233.33	2.33				
2	150.0	2.83	189.58	2.74	0.0064	9
	116.67	2.67				
	183.33	2.67				
3	250.0	2.83	202.09	2.85	0.0043	13
	216.67	2.67				
	23.33	2.67				
4	150.0	2.33	181.25	2.76	0.0065	15
	116.67	2.17				
	183.33	2.17				
5	250.0	2.33	187.51	2.75	0.0052	18
	216.67	2.17				
	183.33	2.17				
6	120.0	2.10	197.75	2.6	0.0077	9
	150.0	2.35				
	116.0	2.50				
7	280.0	2.20	217.5	2.88	0.0075	8
	220.0	2.40				
	270.0	2.50				
8	130.0	2.60	190.0	2.71	0.0098	6
	170.0	2.75				
	150.0	2.90				
9	290.0	2.60	298.06	2.85	0.0094	15
	250.0	2.50				
	275.0	2.90				
			Média			11.6



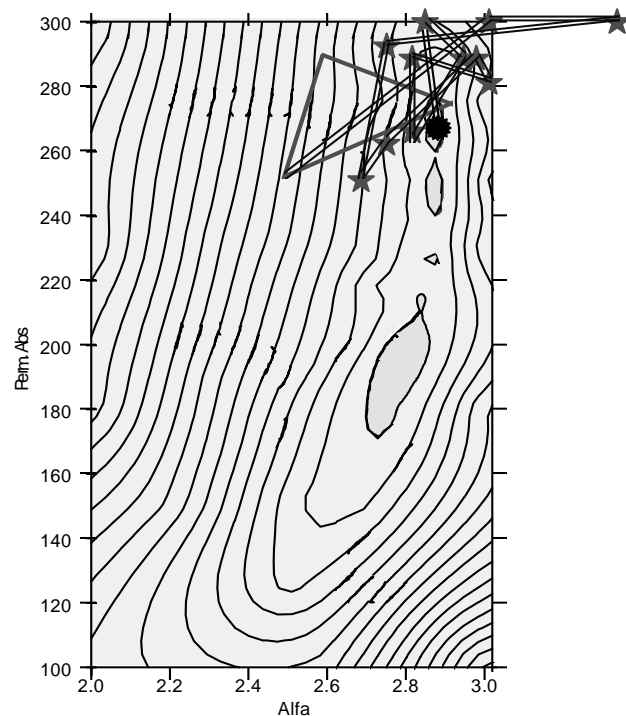
(a) Rodada 1



(b) Rodada 4



(c) Rodada 8



(d) Rodada 9

Figura 5.B. Resultado gráfico do “Método Politopo” . (Rodadas 1, 4, 8 e 9)

Na Figura 5.2, pode-se observar o comportamento do método na procura do mínimo da FO para quatro estimativas iniciais. Estes casos foram escolhidos para ilustrar diferentes comportamentos do método.

A Figura 5.2.(a) mostra uma rodada com um comportamento médio em termos de número de iterações, onde pode ser observado um pouco de oscilação causado pelo fato de que existe uma região de mínimo local do lado direito superior da região encontrada.

A Figura 5.2.(b) mostra outra rodada típica mas com uma estimativa inicial diferente. O método se comporta relativamente bem neste caso também e assim que o triângulo é jogado no “vale” a resposta procura logo a solução.

Esse mesmo comportamento é observado na Figura 5.2.(c), onde a estimativa inicial está dentro do vale e próximo à resposta. O comportamento geral parece ser de rápida convergência em regiões com altos gradientes.

Um caso oposto entretanto é observado na Figura 5.2.(d) que mostra uma resposta ruim em termos de número de iterações onde o método oscila em torno da resposta. Esse comportamento parece ocorrer somente em regiões que apresentam um gradiente pequeno e quando o tamanho do triângulo é grande em relação à área aceita como resposta. Logicamente o método precisa prever esse tipo de comportamento e tomar atitudes corretivas nesses casos.

Outro fato importante é que o método utilizado aqui não limita a área de procura aos limites estabelecidos pelo usuário. Se isso for necessário, deve-se evitar que os pontos caiam fora do retângulo. Isso pode ser feito de várias maneiras como por exemplo através de uma função “penalidade” onde a resposta seria multiplicada por um fator e o triângulo jogado para dentro do retângulo novamente ou simplesmente limitando o vértice do triângulo na borda da área de procura. Isso, entretanto, não foi implementado neste trabalho.

Depois de várias rodadas, pode-se observar que em cada caso, medidas corretivas poderiam levar a uma diminuição grande no número de iterações. Entre essas medidas estão, por exemplo, a alteração do passo de expansão e contração, a mudança da direção de busca, a alteração da forma do triângulo quando esse assume forma muito irregular, etc. Entretanto, nem uma dessas correções funciona para todos os casos e a média do número de iterações não se altera muito.

A única alteração que logicamente diminui o número de simulações em todos os casos e o aumento da tolerância. Isso poderia ser feito em dois casos: (1) quando se quer uma

resposta aproximada para os dois parâmetros em questão (e muitas vezes isso é adequado visto que há muitos outros parâmetros influenciando a resposta que podem ser trabalhados depois) e (2) para combinar este método que levaria a resposta para uma solução aceitável com outro método específico para quando se está próximo à solução. Este segundo caso poderia ser estudado numa continuação deste trabalho.

A qualidade do ajuste obtida em todas as respostas é muito boa devido à tolerância utilizada. Isso acontece até mesmo na Rodada 9, na qual foi obtida uma resposta diferente das demais (Figura 5.3).

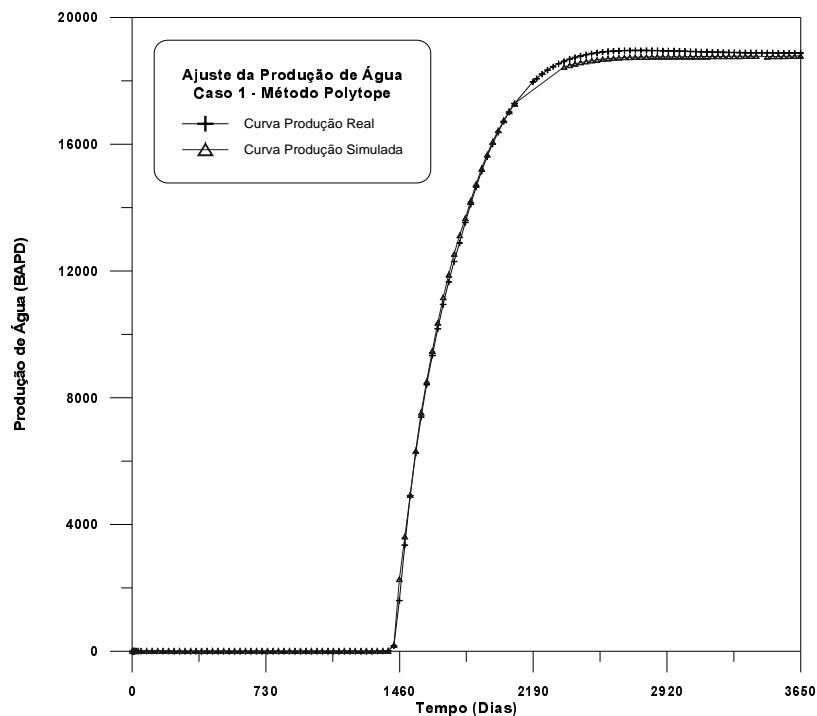


Figura 5.C. Ajuste obtido (Rodada 9)

5.1.2. Caso 2: Reservatório Heterogêneo

O modelo de reservatório usado no Caso 1 foi alterado para um modelo heterogêneo, em termos da propriedade permeabilidade. Todos os outros dados foram mantidos conforme mostra a Tabela 4.1. A permeabilidade é gerada à partir de um modelo com distribuição lognormal e média geométrica de 218 mD.

No caso de permeabilidade heterogênea, o parâmetro otimizado é um modificador desta propriedade e a resposta certa para o Caso 2 deve então ser obtida com o modificador 1.0 gerando exatamente a imagem original. A seguir, estão apresentados os resultados para os dois métodos estudados.

5.1.2.1. MBR

A Tabela 5.3 mostra os resultados obtidos para o Caso 2 com o método MBR. Analisando a qualidade do ajuste pode-se afirmar que todas as respostas apresentam valores coerentes.

Tabela 5.C. MBR - Resultados do Caso 2 com o algoritmo serial

Estimativas Iniciais					Resultados Obtidos			
Rodada	*MOD máx.	*MOD mín.	α mín.	α máx.	*MOD	α	FO	N.S.
1	0.5	2.0	2.0	3.0	0.92	2.71	0.0092	20
2	0.4	2.0	2.0	4.0	1.20	2.89	0.0051	8
3	0.3	2.5	2.0	3.5	1.39	2.91	0.0087	16
4	0.35	1.5	2.0	3.0	0.88	2.79	0.0055	12
5	0.55	1.7	2.0	3.5	0.83	2.86	0.0081	16
6	0.70	1.4	2.0	3.0	0.90	2.77	0.0053	8
7	0.30	1.3	2.0	3.2	0.84	2.69	0.0082	8
8	0.75	1.8	2.0	4.0	1.07	2.72	0.0076	12
9	0.70	1.6	2.5	3.5	0.98	2.73	0.0091	8
Média								12

A média do número de simulações é próxima da obtida no Caso 1. A tendência parece ser a mesma para os dois casos. Entretanto, pode-se observar que para a mesma tolerância, o caso heterogêneo aceita soluções mais distantes da solução exata. Isso parece ocorrer devido à maior complexidade do caso heterogêneo.

Esse comportamento, mostra mais uma vez que é difícil ter um modelo totalmente automático para escolha de parâmetros. A melhor solução parece caminhar no sentido de procurar múltiplas soluções e utilizá-las na fase de previsão ou deixar a seleção das respostas obtidas para as pessoas responsáveis pelo ajuste. É nesse conceito que foi baseada a paralelização mostrada na Seção 5.2.

Na rodada número 3, por exemplo, foi obtido um valor diferente com a mesma qualidade de ajuste. Por esse motivo, a pessoa encarregada do ajuste deve analisar as várias alternativas, se possível fazendo um estudo de previsão de produção com todas as respostas.

A Figura 5.4 apresenta uma rodada do método similar ao Caso 1. Nessa figura, é mostrado o ajuste conseguido para Rodada 2.

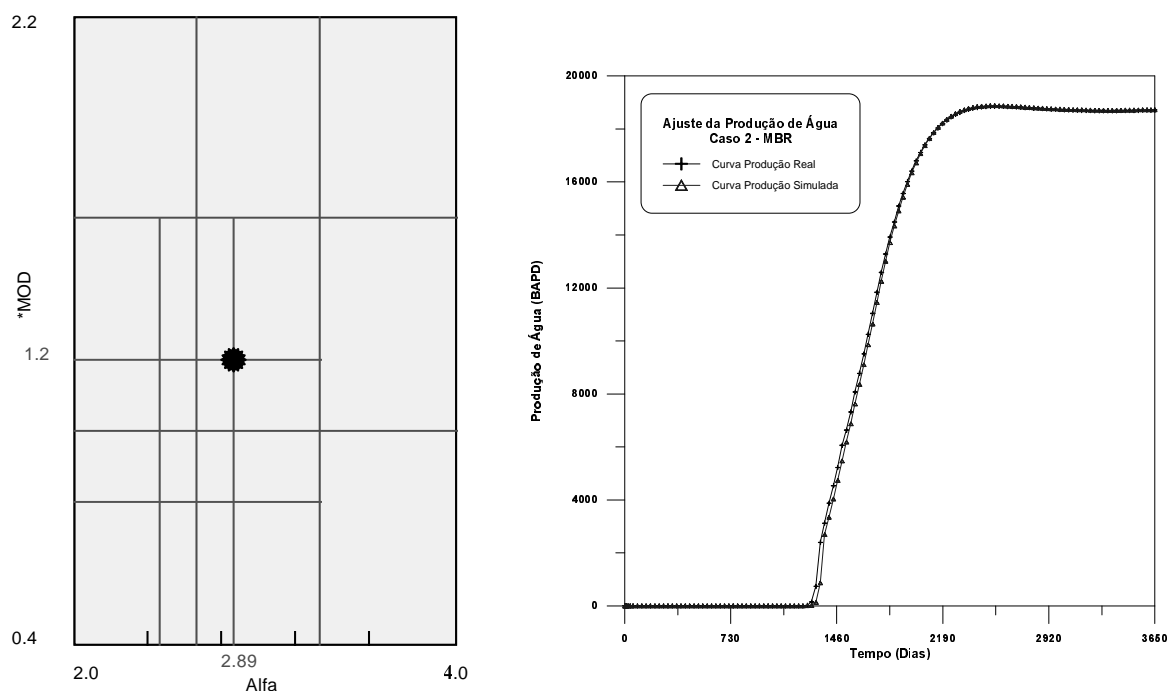


Figura 5.D. Comportamento do MBR no Caso 2 (Rodada 2)

5.1.2.2. Método Politopo

Na Tabela 5.4 mostra-se um resumo dos resultados obtidos em nove rodadas com a aplicação do Politopo, fornecendo as mesmas estimativas iniciais que para o Caso 1 (politopos regulares e irregulares).

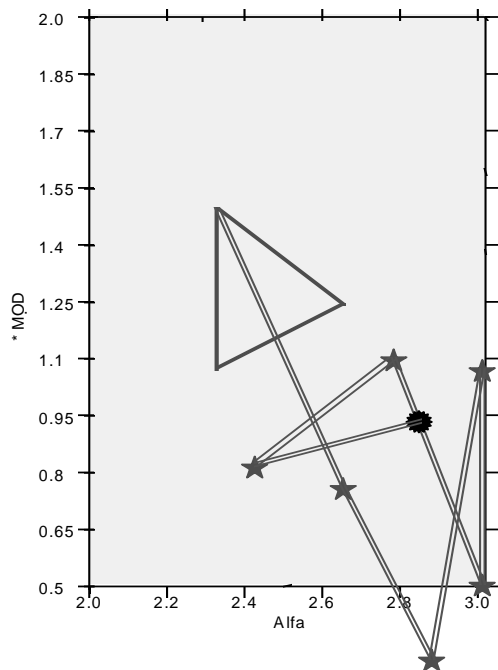
A Rodada 1 mostra uma resposta esperada dentro dos limites estabelecidos havendo mantido o modelo de reservatório padrão usado para o Caso 1 (Figura 5.5). As outras rodadas mostram soluções diferentes e aceitáveis que podem ser estudadas para a fase seguinte de previsão.

Tabela 5.D. Resultados do método Politopo para o Caso 2

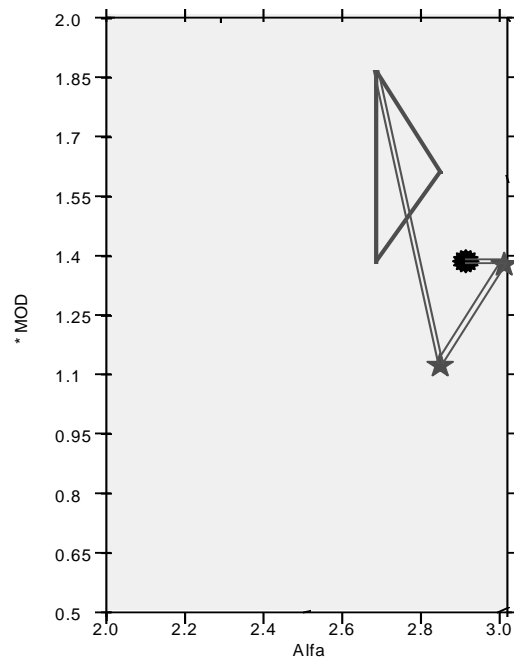
Estimativas Iniciais			Resultados Obtidos			
Rodada	* MOD	α	* MOD	α	FO	N.S.
1	1.25 1.0 1.5	2.67 2.33 2.33	0.95	2.85	0.0057	10
2	0.88 0.62 1.12	2.83 2.67 2.67	1.21	2.78	0.0056	11
3	1.62 1.38 1.88	2.83 2.67 2.67	1.38	2.91	0.0095	6
4	0.88 0.62 1.12	2.33 2.17 2.17	0.91	2.71	0.0095	17
5	0.55 0.70 0.48	2.10 2.35 2.50	0.91	2.79	0.0098	14
6	1.25 1.10 1.18	2.20 2.40 2.50	1.02	2.88	0.0071	9
7	0.60 0.80 0.70	2.60 2.75 2.90	0.90	2.71	0.0091	9
8	1.30 1.20 1.25	2.60 2.50 2.90	1.25	2.90	0.0065	3
9	1.80 2.0 1.60	2.20 2.50 2.30	2.05	2.90	0.0082	12
Média						10

São mostrados em negrito os resultados que representam respostas extremas em alguns dos casos rodados, como é o caso das rodadas 3, 4, 5 e 9. Neste último, o valor do modificador foi igual a 2.05 que sendo analisado seria quase o dobro da média geométrica da permeabilidade absoluta neste modelo de reservatório um valor bastante diferente ao esperado.

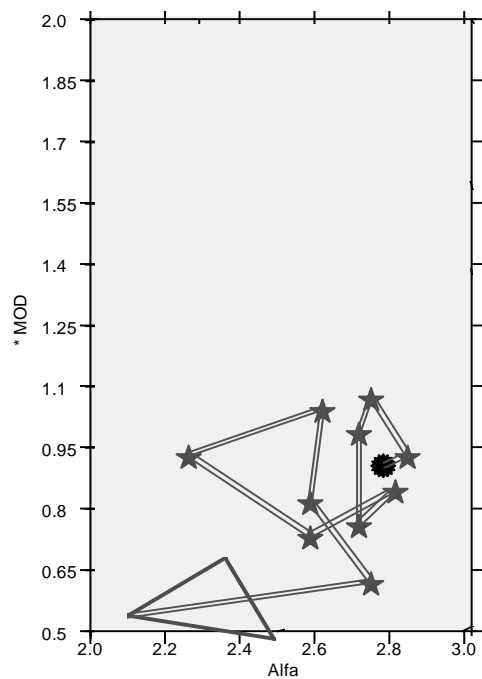
Como no caso anterior, pode-se observar que o método converge para todas as estimativas iniciais, que o número de iterações varia bastante de acordo com os mesmos fatores mencionados anteriormente e que diferentes soluções são obtidas mesmo com uma tolerância pequena. Assim como no MBR, pode-se afirmar que respostas mais distantes da solução exata são obtidas para o caso heterogêneo em relação ao homogêneo e com o método Politopo (Figura 5.5).



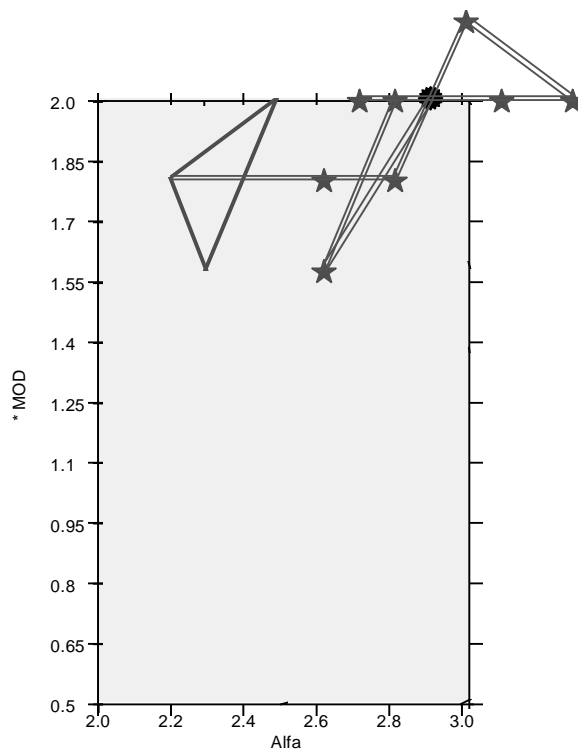
Rodada 1



Rodada 3



Rodada 5



Rodada 9

Figura 5.E. Comportamento do método Polítopo no Caso 2

Na Figura 5.5 observa-se o comportamento do método Politopo (a região marcada mostra os limites pré-estabelecidos), mostrando o comportamento do método é parecido com o caso anterior. Alguns valores saíram dos limites estabelecidos para cada um dos parâmetros estudados pois houve restrição como já explicado anteriormente. Em todas as situações houve convergência.

É interessante mostrar o ajuste da Rodada 9 neste caso, sendo que foi a resposta mais distante da solução exata segundo os resultados mostrado na Tabela 5.4 (Figura 5.6).

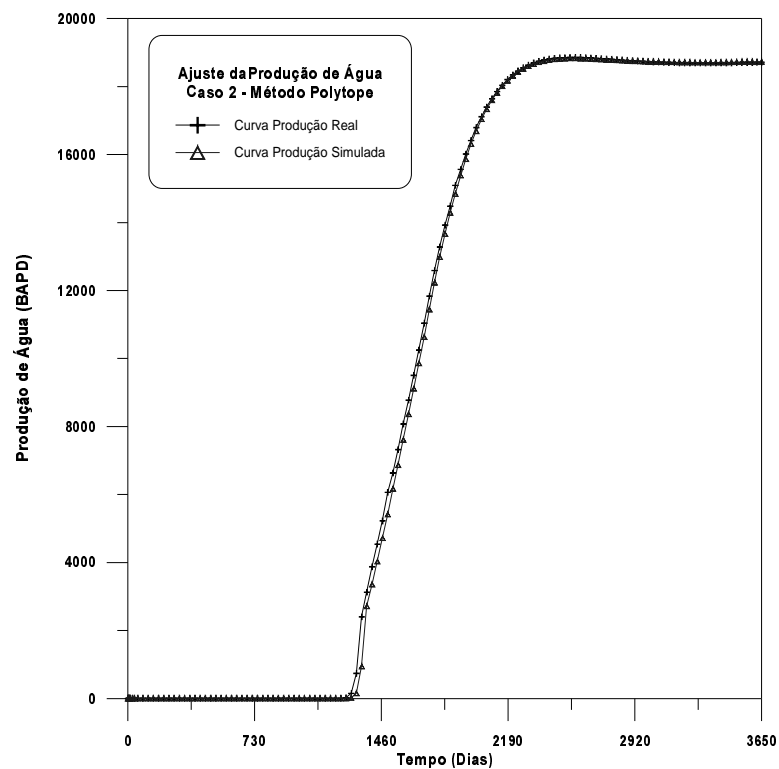


Figura 5.F. Ajuste da curva de produção de água com o Método Politopo para o Caso 2 (Rodada 9)

5.1.3. Caso 3: Reservatório Heterogêneo - Permeabilidade Equivalente

Neste Caso 3, procura-se encontrar o valor de permeabilidade constante que melhor represente a distribuição de permeabilidades do Caso 2. Embora a resposta não seja conhecida, esta será uma representação mais prática do que acontece nos ajustes, ou seja, representam a permeabilidade de uma região por uma permeabilidade homogênea.

Os resultados mostrados nas Tabelas 5.5 e 5.6 representam as permeabilidades médias ou o valor que melhor representa a permeabilidade do reservatório.

Como nos casos anteriores, o critério de convergência foi mantido, razão pela qual se garante um ajuste na curva de produção, como foi mostrado por exemplo nas Figuras 5.4 e 5.6.

5.1.3.1.MBR

Na Tabela 5.5 pode-se observar os resultados obtidos com o MBR.

Tabela 5.E. Resultados obtidos com o MBR para o Caso 3

Estimativas Iniciais					Resultados Obtidos			
Rodada	Kmín (mD)	Kmáx (mD)	α mín.	α máx.	K (mD)	α	FO	N.S.
1	100	300	2.0	3.0	220	2.72	0.0087	16
2	100	400	2.0	4.0	256	2.85	0.0083	8
3	50	400	2.0	3.5	325	2.95	0.0056	16
4	80	320	2.0	3.0	180	2.83	0.0035	12
5	120	350	2.0	3.5	173	2.91	0.0081	16
6	150	300	2.0	3.0	198	2.75	0.0053	8
7	50	280	2.0	3.2	176	2.68	0.0079	8
8	160	380	2.0	4.0	265	2.76	0.0067	8
9	150	350	2.5	3.5	235	2.78	0.0093	8
					Média			11.1

A média obtida para o número de simulações é próxima à obtida no Caso 2 que foi de 12. Analisando os valores encontrados para a permeabilidade absoluta, pode-se observar que alguns estão perto da média geométrica dos 218 mD, e os outros estão longe. Em negrito observa-se os valores extremos encontrados.

5.1.3.2. Método Politopo

Na Tabela 5.6 pode-se observar os resultados obtidos com o método Politopo.

O método Politopo mais uma vez convergiu para valores bem diferentes, confirmando a necessidade de múltiplas rodadas. A qualidade do ajuste mesmo nestes casos é muito boa

mostrando que diferentes combinações dos parâmetros podem reproduzir resultados parecidos em termos de produção de água.

Tabela 5.F. Resultados obtidos com o Método Politopo para o Caso 3

Estimativas Iniciais			Resultados Obtidos			
Rodada	K (mD)	α	K (mD)	α	FO	N.S.
1	200.0 166.67 233.33	2.67 2.33 2.33	222	2.87	0.0062	9
2	150.0 116.67 183.33	2.83 2.67 2.67	273	2.78	0.0071	12
3	250.0 216.67 23.33	2.83 2.67 2.67	300	2.93	0.0092	7
4	150.0 116.67 183.33	2.33 2.17 2.17	190	2.70	0.0091	15
5	250.0 216.67 183.33	2.33 2.17 2.17	184	2.81	0.0063	12
6	120.0 150.0 116.0	2.10 2.35 2.50	232	2.92	0.0082	7
7	280.0 220.0 270.0	2.20 2.40 2.50	195	2.75	0.0059	8
8	130.0 170.0 150.0	2.60 2.75 2.90	293	2.89	0.0091	5
9	290.0 250.0 275.0	2.60 2.50 2.90	460	2.90	0.0097	11
Média						9.5

5.1.4. Comentários

Um comentário válido para todos os casos é que a variação de α (inclinação da curva de permeabilidade relativa) nas respostas obtidas é menor que a variação de K, mostrando que a influência de modificação de α é maior que a influência de modificação de K.

Foi observado também em todos os casos que a função que representa a irrupção de água é fortemente influenciada pelo valor de α e que essa função é ajustada antes da função

que representa a distância entre as curvas de produção, assim que o valor de α se aproxima do valor final obtido em todo o processo.

5.2. *Análise de Paralelização*

Depois de analisados os resultados obtidos pelo programa serial, decidiu-se utilizar uma metodologia um pouco diferente para a utilização da computação paralela aplicada a este problema devido a dois fatos principais. O primeiro é que resultados obtidos pela paralelização de simulações através do MPS[r]¹ mostram que para uma rede homogênea com 4 máquinas, o tempo relativo ao método MBR paralelo seria igual a aproximadamente 25% em relação ao serial. Esta economia de tempo seria um pouco menor para redes heterogêneas e maior para redes com mais máquinas. O segundo e principal fato é que o problema que está sendo resolvido admite múltiplas soluções e elas devem ser encontradas para que as pessoas encarregadas do ajuste possam decidir qual a melhor alternativa, ou melhores alternativas.

Desta forma, o trabalho evoluiu para paralelizar diferentes rodadas através do método Polytope e para encontrar as diferentes soluções. Como a rede disponível era pequena, a região de busca é dividida em quatro sub-regiões e são geradas quatro estimativas iniciais que caminham independentemente.

Para a comparação com o programa serial, a análise é feita apenas para o Caso 1 e as rodadas são as mesmas que as mostradas na Tabela 5.2. As rodadas são divididas em Caso 1A onde os triângulos são centrados na sub-região de interesse (polítopos regulares) e Caso 1B com triângulos irregulares aleatoriamente colocados.

Como está descrito no Capítulo 4, é usado nesta parte o MPS[r]¹ com a finalidade de paralelizar o algoritmo, já que este permite a gerência das tarefas de simulações.

É importante notar que esta metodologia foi testada numa rede de estações bem heterogênea, pois conta com equipamentos de arquitetura “*Hewlett Packard Series 700 e Series 735*” de diferentes velocidades relativas e um equipamento “*Sun SPARC - 20*”, como é mostrada na Tabela 5.7.

Tabela 5.G. Rede heterogênea usada no trabalho

No. de Estações	Marca	Tipo	Nome	Velocidade Relativa das Simulações
1	HP	Apollo 735	ncc1701	1.0
1	HP	Apollo 700	Spock	0.39
2	HP	Apollo 700	Uhura e Kirk	0.28
1	SUN	SPARC-20	Lotus	0.31

A utilização da rede de máquinas disponíveis no desenvolvimento deste trabalho não permitiu a aplicação para casos reais devido à disponibilidade de memória, limitando também a aplicação dos métodos para poucas simulações simultâneas.

É importante notar que as condições em paralelo e serial tem que ser as mesmas, isto é, referindo-se a que as máquinas da rede, na medida do possível devem estar desocupadas, para conseguir comparar os tempos reais do processo.

Na tentativa de simular uma rede mais homogênea, em alguns casos a máquina “ncc1701” foi retirada do processo. No caso da rede heterogênea o processo serial é rodado nesta máquina que é muito mais rápida que as demais e no caso da rede homogênea, o serial é rodado na “lotus” pois a velocidade desta é próximo da mais rápida que nem sempre estava disponível devido ao alto número de usuários e pouca memória.

As Tabelas 5.8 e 5.9 mostram os resultados em termos de tempo para as duas redes para o Caso 1A. Há ganhos nos dois casos (16% para a rede heterogênea e 50% para a rede homogênea) mas pode-se observar que para redes pequenas e heterogêneas os resultados do programa em paralelo fica prejudicado. Nesse caso, por exemplo, nem as 12 simulações iniciais podem ser feitas simultaneamente visto que o número de máquinas é pequeno e as máquinas com pouca memória só podem rodar uma simulação por vez.

No caso de rede heterogênea, as vantagens diminuem ainda mais pois o programa serial roda numa máquina que é cerca de três vezes mais rápida que as demais. Além disso, o MPS, usado para a paralelização foi feito para otimizar simulações da melhor maneira possível mas não foi feito para ser paralelizado como está sendo feito neste trabalho e, por isso, perde um pouco da sua eficiência.

Tabela 5.H. Resultados obtidos para o caso A em paralelo com rede homogênea

Estimativa	RESULTADOS
------------	------------

Inicial do Caso 1	SERIAL - Tempo (s)	PARALELO - Tempo (s)
	SUN “LOTUS”	Rede Homogênea
Rodada 2	737	----
Rodada 3	940	----
Rodada 4	1226	----
Rodada 5	1318	----
TOTAL	4221	2123
Média	1055	530

Tabela 5.I. Resultados obtidos para o caso A em paralelo com rede heterogênea

Estimativa Inicial do Caso 1	RESULTADOS	
	SERIAL - Tempo (s)	PARALELO - Tempo (s)
	HP “NCC-1701”	Rede Heterogênea
Rodada 2	310	----
Rodada 3	395	----
Rodada 4	524	----
Rodada 5	573	----
TOTAL	1802	1513
Média	450	378

Na Figura 5.7, pode-se observar as respostas obtidas no processo de paralelização dos polítopos regulares do Caso 1. Cada um deles chegou independentemente a sua solução, garantindo o ajuste das curvas de produção de água. A paralelização foi usada para agilizar o processo.

As Tabelas 5.10 e 5.11 mostram os resultados em termos de tempo para as duas redes para o Caso 1B. A economia de tempo do paralelo em relação ao serial é também pequena (10%) para a rede heterogênea e um pouco maior (43%) para a homogênea pelos mesmos motivos citados acima.

Tabela 5.J. Resultados obtidos para o caso B em paralelo com rede homogênea

Estimativa Inicial do Caso 1	RESULTADOS	
	SERIAL - Tempo (s)	PARALELO - Tempo (s)
	SUN “LOTUS”	Rede Homogênea

Rodada 6	606	----
Rodada 7	551	----
Rodada 8	444	----
Rodada 9	730	----
TOTAL	2331	1313
Média	582	328

Tabela 5.K. Resultados obtidos para o caso B em paralelo com rede heterogênea

Estimativa Inicial do Caso 1	RESULTADOS	
	SERIAL - Tempo (s)	PARALELO - Tempo (s)
	HP “NCC-1701”	Rede Heterogênea
Rodada 6	287	----
Rodada 7	257	----
Rodada 8	185	----
Rodada 9	327	----
TOTAL	1056	946
Média	264	236

Outra vantagem da paralelização das rodadas do Politopo é que uma tolerância maior pode ser usada visto que as respostas vão ainda ser analisadas depois de obtidas e que caso uma rodada possuir um número de simulações que as outras, ela pode ser eliminada do processo.

Na Figura 5.8 pode-se observar o comportamento do método quando são estabelecidas estimativas iniciais de politopos irregulares. Dá para notar também que neste caso foram obtidas respostas diferentes como foi mostrado nos Casos 1 e 2, obtendo uma solução na parte superior da superfície estudada (FO).

Pode-se concluir que o número de simulações e tempo de cada processo vão depender do comportamento da função objetivo, da tolerância e a estimativa inicial (tamanho e posição do Politopo). Como o processo de cada Politopo foi paralelizado, o tempo total dependerá do processo mais lento. Pode-se estudar a tomada de ações corretivas para encerrar o processo global antes do final para acelerar ainda mais o método.

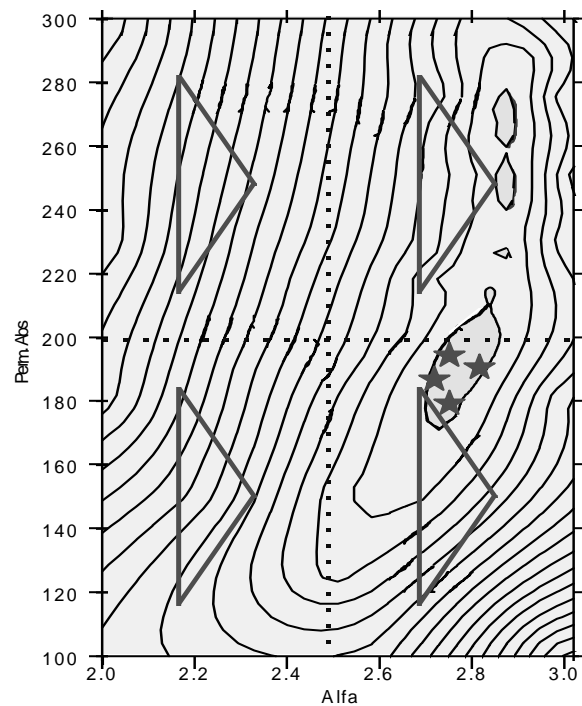


Figura 5.G. Respostas obtidas em Paralelo no Caso A (Politopos Regulares)

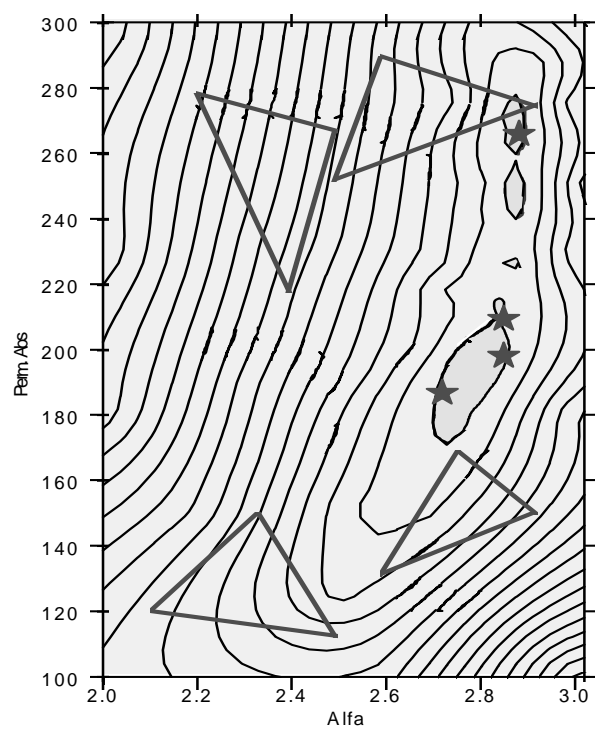


Figura 5.H. Respostas obtidas em Paralelo no Caso B (Politopos Irregulares)

6. Conclusões e Recomendações

A realização do presente trabalho permitiu obter as seguintes conclusões:

- Foi desenvolvido um programa para determinar simultaneamente os valores de dois parâmetros para melhor ajustar o histórico de produção. O modelo foi testado para o ajuste de produção de água através dos parâmetros permeabilidade (K) e inclinação da curva de permeabilidade relativa (α) mas a metodologia se aplica a outras combinações.
- Os métodos de busca direta parecem ser os mais adequados para este tipo de otimização, pois não necessitam do conhecimento prévio do comportamento da função ou de sua derivada. Foram testados dois métodos de otimização, o Método de Busca por Regiões (MBR) e o Politopo, que convergiram para todos os casos estudados.
- Os dois métodos apresentaram, na maioria dos casos, um desempenho semelhante em termos de número de iterações mas o método Politopo é mais flexível.
- O número de iterações (simulações) no método Politopo varia muito como função do comportamento da FO, da estimativa inicial (tamanho e posição do Politopo) e da tolerância exigida, que por sua vez depende do grau de precisão desejado no ajuste.
- Os exemplos estudados mostraram que diferentes combinações dos parâmetros podem satisfazer o ajuste com o mesmo nível de tolerância. Por este motivo, é aconselhável achar a resposta para diferentes estimativas iniciais. Estas respostas podem ser analisadas, e selecionadas ou todas usadas na fase de previsão.
- Na determinação de múltiplas respostas, foi utilizada a paralelização do método Politopo para acelerar o processo. Esta parte do programa pode ser mais estudada para que a paralelização apresente resultados melhores.

- O uso do Módulo de Paralelização de Simuladores (MPS) foi parte importante dentro do algoritmo para sustentar a estabilidade do processo, apesar deste módulo não ter sido desenvolvido para ser paralelizado como foi o caso do programa feito no presente trabalho.
- A principal conclusão do trabalho é que a obtenção de múltiplas respostas, mesmo para o caso teórico estudado, reforça a idéia de que os resultados desta metodologia podem ser utilizados para auxiliar as decisões que são tomadas após um processo de ajuste de históricos de produção, aproveitando os resultados obtidos para as etapas seguintes de análise, como por exemplo a previsão de produção.

Tendo em vista os resultados obtidos neste trabalho, são sugeridas as seguintes recomendações para trabalhos posteriores seguindo a mesma linha de pesquisa do presente trabalho:

- Viabilizar esta metodologia otimizando mais de dois parâmetros simultaneamente para o processo de ajuste de históricos de produção.
- Otimizar o uso dos métodos usados neste trabalho, por exemplo impondo ao método Politopo uma restrição que pode ser implementada de duas formas: utilizando os limites dos parâmetros para a procura, forçando a volta à região em questão ou reiniciando o processo quando se abandona a superfície de busca.
- Aplicar esta metodologia para um campo real e para outros tipos de ajustes, como por exemplo: saturações de fluidos, pressões e outros fluidos produzidos.
- Pesquisar outros métodos de busca direta mais sofisticados para que sejam implementados nesta metodologia.
- Combinar diferentes métodos para acelerar a convergência, principalmente através da paralelização. Dependendo do caso, pode ser conveniente combinar inicialmente os métodos estudados neste trabalho da seguinte forma: usar o método Politopo para regiões onde o gradiente é considerado grande e nas partes onde existirem “vales” usar outro método de rápida convergência quando se está próximo a solução.

Nomenclatura

PVM	Parallel Virtual Machine
MPS	Módulo de Paralelização de Simuladores
FO	Função Objetivo
BT	“Breakthrough” ou Irrupção de Água
PVT	Análise de Laboratório
Swi	Saturação de Água Inicial
So	Saturação de Óleo
Qw	Vazão de Água
Qo	Vazão de Óleo
Qg	Vazão de Gás
F1, F2, F3	Valores da Função Objetivo em Diferentes Pontos
F	Valor da Função Objetivo
C	Centróide
P1, P2	Parâmetro 1 e 2
n	Número de Parâmetros Analisados
ND	Número de Dias de Simulação
NS	Número de Simulações
DD	Distância entre as Curvas Real e Simulada
PAW _{real}	Produção Acumulada de Água Real
difBT	Diferença do BT Real e Simulado
K	Permeabilidade Absoluta

K_{rw}	Permeabilidade Relativa a Água
h	Espessura

LETRAS GREGAS

α	Fator Geológico da Rocha Usado no Modelo de Wyllie & Talash
β	Peso em Função do BT
γ	Peso em Função da Q_w
ϕ	Porosidade

SUBSCRITOS

r	Ponto Refletido
e	Ponto Expandido
p	Pior Valor da Função Objetivo
c_1	Ponto Contraído 1
c_2	Ponto Contraído 2
i, j, k	Relativo aos Eixos de Referência
eq	equivalente
v	vertical

Nota: Grandezas em negrito são vetoriais.

Bibliografia

[A] Andrade Filho, A. C. B.: **“Optimal Scheduling of Development in an Oil Field”**, Departament of Petroleum Engineering School of Earth Sciencies, Stanford University, Stanford, California, December 1994.

[B] Bisell, R.; Killough, J. E.; Sharma, J.: **“Reservoir History Matching Using the Method of Gradients on a Workstation”**, SPE 24265, May 1992.

[C] Carroll, J. A.: **“Multivariate Production Systems Optimization”**, Departament of Petroleum Engineering School of Earth Sciencies, Stanford University, Stanford, California, December 1990.

[D] Centro Nacional de Computação de Alto Desempenho: **CENAPAD “Introdução ao PVM”**, UNICAMP-CCUEC & MCT-FINEP, São Paulo-SP, Brasil, Outubro 1994.

[E] Chen, W.H.; Gavalas, G.R.; Seinfeld, J.H.; Wasserman, M.L.: **“A New Algoritm for Automatic History Matching”**, SPEJ 4545, December 1974.

[F] Computer Modelling Group: **“IMEX User’s Manual”**, Calgary, Alberta Canada, November 1995.

[G] Fujii, H.: **“Multivariate Production Systems Optimization in Pipeline Networks”**, Departament of Petroleum Engineering School of Earth Sciencies, Stanford University, Stanford, California, August 1993.

[H] Geist, Al.; Beguelin, A.; Dongarra, J.; Jiang, W.; Manchek, R.; Sunderam, V.: **“Pvm 3 User’s Guide and Reference Manual”**; Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge. Tennessee 37831, May 1994.

[I] Gill, P. E.; Murray, W.; Wright, M. H.: **“Practical Optimization”**, London, Academic, 1989.

[J] Hehl, M. E.: **“Linguagem de Programação Estruturada: FORTRAN 77”**, São Paulo, McGraw Hill Ltda, 1987.

[K] Honarpour, M.; Koederitz, L.; Harvey, A.H.: **“Relative Permeability of Petroleum Reservoirs”**, CRC Press, 1990.

[L] Machado, A.A.: **“Análise de Sensibilidade Aplicada a Ajuste de Históricos de Produção usando PVM”**, Universidade Estadual de Campinas -UNICAMP -DEP-FEM,Tese de mestrado, 1997.

[M] Mattax, C. C.; Dalton, R. L.: **“Reservoir Simulation”**, SPE Monograph Series, Richardson, TX., 1990.

[N] Ouenes, A.; Weiss,W.: **“Parallel Automatic Reservoir History Matching Using a Network of Workstation and PVM”**, SPE 29107, February 1995.

[O] Parish,R.G.; Calderbank, V.J.; Waatkins, A.J.; Muggeridge, A.H.; Goode, A.T.; Robinson, P.R.: **“Efective History Matching: The application of Advanced Software Techniques to the History Matching Process”**, SPE 25250, March 1993.

[P] Press, W. H.; Flanery, B. P.; Teukolsky, S. A.; Vetterling, W. T.: **“Numerical Recipes The Art of Scientific Computing (FORTRAN Version)”**, Cambridge University Press, 1989.

[Q] Salazar A. V. M.: **“Paralelização de Ajuste de Históricos de Produção em Rede de Estações Usando PVM”**, UNICAMP, Tese de mestrado, Dezembro de 1995.

[R] Schiozer, D.J.; Souza, S.H.G.: **“MPS Manual do Usuario”**, Relatório Interno DEP-FEM, UNICAMP, Campinas, SP Brasil, Agosto 1996.

[S] Talash, A. W.: **“Experimental and Calculated Relative Permeability Data for Systems Cantaining Tension Additives”**, SPE 5810, Dallas, Tx., 1976.

Apêndice A

Modelo de Wyllie & Talash

Foi escolhido o modelo Wyllie & Talash [k¹ s¹] para variar as curvas de permeabilidade relativa na metodologia adotada, já que utiliza valores medidos no laboratório inicialmente como é a Sw e Swi, esta ultima permanece constante, lembrando que o interesse é ajustar a curva de produção de água, havendo percebido no análise de sensibilidade que os pontos terminais “*end point*”, não causam efeito nestas.

O modelo consiste em alterar só o fator exponente que equiivale ao tipo de formação (α), mantendo constantes os valores de Sw onde são calculados os novos pontos da curva de permeabilidade relativa (Krw), eles recomendam valores entre 3 e 4 para α classificados como se mostra na Tabela A.1; mas inovando ou implantando uma modificação no modelo, sugirose na metodologia valores que estejam entre 2 e 4 já que o comportamento das curvas continua sendo o mesmo, porém o comportamento físico que estas implicam no meio poroso.

TIPOS DE FORMAÇÃO	VALOR DO PARÂMETRO (α)
Areia consolidada, bem sorteada	3
Areia inconsolidada, pobremente sorteada	3.5
Areia consolidada	4

Tabela A.A. Fator de Formação sugeridos para o modelo de Krw de Wyllie e Talash

O modelo é o seguinte:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

$$K_{rwc} = (S_w^*)^\alpha, \text{ onde}$$

S_w^* : Nova saturação de água calculada pelo modelo

K_{rwc} : Permeabilidade relativa correspondente ao ponto de S_w^* calculado

α : tipo de formação

Na Figura A.1 Pode-se observar como o expoente varia a inclinação da curva de permeabilidade relativa à água (K_{rw}) com valores para alfa entre 2 e 3.8; a qual é modificada nos arquivos de entrada do simulador IMEX[f] como foi explicado na metodologia do trabalho.

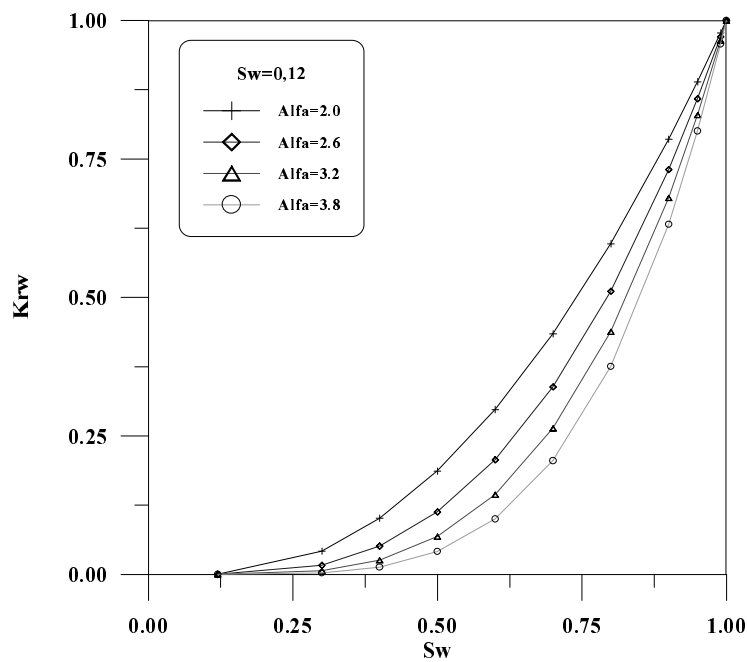


Figura A.A. Modelo Wyllie e Talash

Apêndice B

O PVM e o MPS

Fazendo um esclarecimento dos temas de paralelização usados neste trabalho que tem relação com o uso do PVM e do MPS, são apresentados os conceitos básicos de cada um deles.

O PVM “Parallel Virtual Machine” é um pacote que permite que uma rede de computadores com sistema operacional UNIX seja usada como um grande computador paralelo. Com o PVM, computadores seriais, paralelos e vetoriais se comportam como um grande computador de memória distribuída; este computador é chamado de máquina virtual. O PVM está basicamente composto por duas partes: o *daemon* e bibliotecas.

O *daemon* do PVM, ou processo **pvmd3**, é um processo no Unix que inspeciona a operação de um processo de usuário que contém uma aplicação com PVM, e coordena as comunicações entre os processadores e sistema PVM. Em cada máquina inicializada para executar uma aplicação com o PVM, roda um “**daemon**” **pvmd3**. Cada usuário possui seu próprio *daemon*.

O esquema de controle para os **daemons**, baseia-se na idéia de Mestre-Escravo ou Local-Remoto (SPMD). Na escolha do modelo de programação que depende do algoritmo a paralelizar, deve-se perguntar se o algoritmo é predominantemente serial; em caso de resposta afirmativa, qual o seu tamanho em comparação com a parte paralelizável e se as subtarefas são balanceadas. Se não há desbalanço provavelmente a melhor alternativa seja o modelo mestre/escravo; em caso contrário, é aconselhável usar o modelo SPMD.

O modelo Mestre/Escravo consiste de um programa mestre, que executa, iniciando e manipulando um número determinado de programas escravos, os quais são completamente independentes do mestre, e executados em outras máquinas.

O modelo SPMD é somente um programa e não tem um programa mestre manipulando o processo. Existe um processo “pai” que cria um número determinado de processos “filhos”; os filhos podem trabalhar independentes ou em conjunto.

A seguir, é apresentado o modelo genérico do programa implementado em paralelo através do modelo mestre /escravo usando o método Politopo na tarefa de otimização:

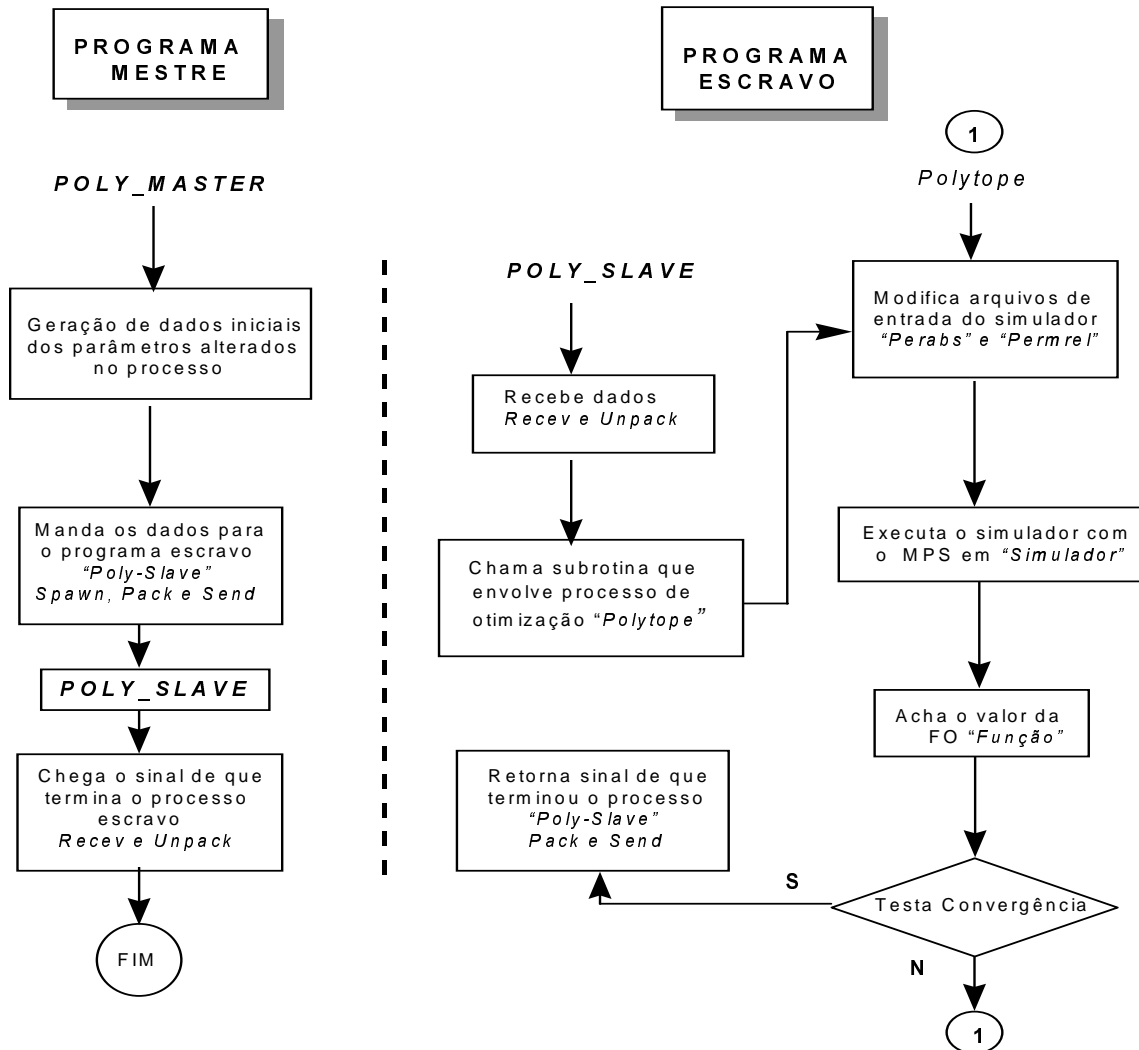


Figura B.1. Esquema do programa implementado em paralelo

Os processos criados numa aplicação PVM se comunicam entre si através dos daemons, e cada máquina deve possuir sua própria versão de pvmd3 instalada, que é dependente da arquitetura do sistema.

As bibliotecas utilizadas são simples chamadas às subrotinas, que devem ser inseridas no código fonte dos programas que se propõem a trabalhar em paralelo. Estas rotinas possibilitam: iniciar e terminar processos, codificar, enviar, receber e transmitir mensagens e a sincronização, via inserção de barreiras. Quando a transmissão é feita entre máquinas de arquiteturas diferentes é feita uma conversão de dados pelo formato (xdr), automaticamente. A comunicação entre os processos é sempre feita entre os daemons.

Com a finalidade de dar maior estabilidade ao algoritmo em paralelo foi usado o MPS, **M**odulo de **P**aralelização de **S**imuladores, desenvolvido no Departamento de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP.

O MPS foi desenvolvido com o objetivo de tornar mais fácil e rápido o processo de simulações simultâneas de reservatórios de petróleo. O MPS executa e gerência diversas instâncias do simulador IMEX 96 com o auxílio do pacote de paralelização PVM. Pode-se considerar o MPS como uma caixa preta que, a partir de dados do IMEX 96, gera os arquivos de saída do simulador.

O MPS executa o gerenciamento das simulações, verifica se a simulação rodou com sucesso, refaz a simulação de processos interrompidos e escolhe as máquinas responsáveis pela simulação conforme sua carga (processos já em andamento) e velocidade relativa às outras máquinas. Além dos arquivos de saída gerados pelo IMEX 96, o MPS gera um arquivo de registro (*log*) onde guarda informações a respeito de quais máquinas simularam quais processos, quais foram os erros de simulação e informações gerais sobre tempos de execuções locais e global.

Apêndice C

A continuação são apresentados os resultados obtidos independentemente para cada rodada que foram mostrados nas figuras do Capítulo 5 dos Casos 1 e 2, com a finalidade de mostrar o comportamento dos métodos implementados neste trabalho (MBR e Politopo).

Tabela C.1. Caso1 - MBR - Rodada 1. Referência Figura 5.1

NS	K (mD)	α	FO
1	166.67	2.33	0.0706
2	166.67	2.67	0.0128
3	233.33	2.33	0.1008
4	233.33	2.67	0.0416
5	144.44	2.56	0.0204
6	144.44	2.78	0.0354
7	188.89	2.56	0.0376
8	188.89	2.78	0.0043

Tabela C.2. Caso1 - Método Politopo - Rodada 1. Referência Figura 5.2 (a)

NS	K (mD)	α	FO
1	200.0	2.67	0.0265
2	166.67	2.33	0.0706
3	233.33	2.33	0.1008
4	133.33	2.67	0.0295
5	166.67	3.0	0.0695
6	166.67	2.83	0.0253
7	233.33	2.83	0.0170
8	283.33	2.92	0.0172
9	200.0	3.0	0.0434
10	200.0	2.75	0.0107
11	266.67	2.75	0.0358
12	191.67	2.81	0.0057

Tabela C.3. Caso1 - Método Politopo - Rodada 4. Referência Figura 5.2 (b)

NS	K (mD)	α	FO
1	150.0	2.33	0.0600
2	116.67	2.17	0.0613
3	183.33	2.17	0.1095
4	83.34	2.33	0.0575
5	33.34	2.41	0.3300
6	116.67	2.49	0.0319
7	116.67	2.65	0.0471
8	50.01	2.49	0.2177
9	125.0	2.37	0.0311
10	158.33	2.53	0.0239
11	195.83	2.63	0.0294
12	166.67	2.41	0.0544
13	129.17	2.47	0.0263
14	162.5	2.63	0.0154
15	181.25	2.76	0.0065

Tabela C.4. Caso1 - Método Politopo - Rodada 8. Referência Figura 5.2(c)

NS	K (mD)	α	FO
1	130.0	2.60	0.0265
2	170.0	2.75	0.0113
3	150.0	2.90	0.0531
4	150.0	2.45	0.0334
5	150.0	2.56	0.0193
6	190.0	2.71	0.0098

Tabela C.5. Caso1 - Método Politopo - Rodada 9. Referência Figura 5.2 (d)

NS	K (mD)	α	FO
1	290.0	2.60	0.0689
2	250.0	2.50	0.0756
3	275.0	2.90	0.0130
4	315.0	3.0	0.0505
5	300.0	3.30	0.1761
6	292.5	2.77	0.0345
7	252.5	2.68	0.0455
8	268.12	2.76	0.0373
9	299.38	2.92	0.0184
10	281.88	3.04	0.0699
11	289.84	2.84	0.0118
12	265.47	2.82	0.0185
13	290.9	2.89	0.0121
14	305.74	2.84	0.0128
15	298.06	2.85	0.0094

Tabela C.6. Caso2 - MBR - Rodada 2. Referência Figura 5.4

NS	* MOD	α	FO
1	1.0	2.67	0.0263
2	1.0	3.33	0.1382
3	1.6	2.67	0.0650
4	1.6	3.33	0.1400
5	0.8	2.44	0.0437
6	0.8	2.89	0.0420
7	1.2	2.44	0.0966
8	1.2	2.89	0.0051

Tabela C.7. Caso2 - Método Politopo - Rodada 1. Referência Figura 5.5

NS	* MOD	α	FO
1	1.25	2.67	0.0528
2	1.0	2.33	0.0920
3	1.5	2.33	0.1424
4	0.75	2.67	0.0131
5	0.38	2.83	0.1530
6	1.0	3.0	0.0327
7	0.5	3.0	0.1396
8	1.06	2.75	0.0281
9	0.81	2.42	0.0497
10	0.95	2.85	0.0057

Tabela C.8. Caso2 - Método Politopo - Rodada 3. Referência Figura 5.5

NS	* MOD	α	FO
1	1.62	2.83	0.0141
2	1.38	2.67	0.0593
3	1.88	2.67	0.0635
4	1.12	2.83	0.0144
5	1.38	2.99	0.0350
6	1.38	2.91	0.0095

Tabela C.9. Caso2 - Método Politopo - Rodada 5. Referência Figura 5.5

NS	* MOD	α	FO
1	0.55	2.10	0.0719
2	0.70	2.35	0.0479
3	0.48	2.5	0.0588
4	0.63	2.75	0.0538
5	0.85	2.6	0.0200
6	1.03	2.65	0.0355
7	0.92	2.2	0.1118
8	0.7	2.61	0.0208
9	0.85	2.86	0.0291
10	0.81	2.73	0.0152
11	0.96	2.72	0.0102
12	1.09	2.78	0.0223
13	0.93	2.86	0.0176
14	0.91	2.79	0.0098

Tabela C.10. Caso2 - Método Politopo - Rodada 9. Referência Figura 5.5

NS	* MOD	α	FO
1	1.80	2.2	0.1863
2	2.0	2.5	0.1130
3	1.6	2.3	0.1546
4	1.8	2.6	0.0839
5	1.8	2.8	0.0235
6	2.2	3.0	0.0402
7	2.0	3.3	0.1312
8	2.0	2.7	0.0533
9	2.0	3.1	0.0700
10	2.0	2.8	0.0230
11	1.6	2.6	0.0802
12	2.05	2.9	0.0092